



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

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. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA BALBONA, DE 159,5 MW DE POTENCIA INSTALADA, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 KV, LA LÍNEA ELÉCTRICA 132 KV, LA SUBESTACIÓN COLECTORA 132/400 KV Y LA LÍNEA ELÉCTRICA 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE JUMILLA, EN LA PROVINCIA DE MURCIA

REF.: INF/DE/076/22

Fecha: 16 de junio de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	4
1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental	4
1.2. Informes de conexión e incidencia en la operación del sistema	5
1.3. Solicitud de informe preceptivo	7
2. NORMATIVA APLICABLE.....	8
3. CONSIDERACIONES.....	9
3.1. Condiciones técnicas.....	9
3.1.1. Descripción del proyecto	9
3.1.2. Condiciones de eficiencia energética.....	13
3.2. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto	16
3.2.1. Capacidad legal.....	16
3.2.2. Capacidad técnica.....	18
3.2.3. Capacidad económico-financiera.....	26
4. CONCLUSIÓN.....	34

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. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA BALBONA, DE 159,5 MW DE POTENCIA INSTALADA, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 KV, LA LÍNEA ELÉCTRICA 132 KV, LA SUBESTACIÓN COLECTORA 132/400 KV Y LA LÍNEA ELÉCTRICA 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE JUMILLA, EN LA PROVINCIA DE MURCIA

Expediente: INF/DE/076/22

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 16 de junio de 2022

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. la autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Balbona, de 159,5 MW de potencia instalada, la subestación eléctrica 30/132 kV, la línea eléctrica 132 kV, la subestación colectora 132/400 kV y la línea eléctrica 400 kV para evacuación de energía eléctrica, en el término municipal de Jumilla, en la provincia de Murcia, 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 24 de abril 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, 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 Balbona (en adelante PSF BALBONA).

Con fecha 27 de noviembre de 2020 (subsanaada con fecha 14 de diciembre de 2020), ENEL GREEN POWER presentó, ante la DGPEM, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la PSF BALBONA, de 210 MWp, su infraestructura de evacuación (Subestación Eléctrica Balbona 30/132 kV y Línea eléctrica a 132 kV) y las Infraestructuras Comunes para la evacuación de tres plantas fotovoltaicas en el nudo Peñarrobía 400 kV.

Con fechas 26 y 27 de febrero de 2021 se publicaron en el Boletín Oficial de la Región de Murcia (BORM) y en el Boletín Oficial del Estado (BOE) sendos anuncios del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia por los que se sometían a información pública las antedichas solicitudes. Con fecha 23 de julio de 2021 la mencionada Área remitió a la DGPEM informe con el resultado del trámite de información pública y consulta a las Administraciones Públicas, Organismos, empresas afectadas y a las personas interesadas.

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 ambiental¹, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental (DIA) ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa, y según lo establecido en su artículo 7.1.

¹ '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'.

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 según el artículo 124 del mencionado Real Decreto 1955/2000, una vez analizados el documento técnico del proyecto, el Estudio de Impacto Ambiental (EslA), 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. Por ello, una vez sometido el proyecto a dicho procedimiento de evaluación de impacto ambiental, se ha remitido la información a la mencionada Dirección General para que formule la consecuente DIA, cuya emisión no consta a la fecha de redacción del presente informe.

1.2. Informes de conexión e incidencia en la operación del sistema

Con fecha 14 de junio de 2019 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (OS) y Gestor de la Red de Transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación (SE) Peñarrubia 400 kV, como consecuencia de la propuesta de incorporación de varias nuevas instalaciones fotovoltaicas —entre las que se encontraba la PSF BALBONA— resultando un contingente total de 681,09 MW instalados (MWin) / 595,59 MW nominales (MWnom), y remitió el correspondiente Informe de Viabilidad de Acceso (IVA).

La conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en la actual SE Peñarrubia 400 kV a través de la posición existente en dicha subestación, modificando la salida de transformador existente actualmente que permite la conexión de un transformador de evacuación —no transporte— de 400/132 kV de 450 MVA, a una salida de línea que permitiría la conexión de la línea a 400 kV ‘Peñarrubia-SET Peñarrubia Renovables’, instalaciones que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según PO 12.2², que serán compartidas por todas las instalaciones de generación renovables incluidas en el escrito.

El acceso del contingente de generación resultaría técnicamente viable con las consideraciones indicadas en el escrito³, si bien se alcanzaría la capacidad

² 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 de 11 de febrero de 2005 (BOE 01/03/2005).

³ REE advierte no obstante que, conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, 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 y podrían estar sometidas a limitaciones zonales severas en escenarios de alta producción

máxima admisible para generación no gestionable en la SE Peñarrubia 400 kV, no existiendo margen disponible para nueva generación no gestionable adicional a la considerada en la comunicación. Los estudios de capacidad de acceso de ámbito zonal y nodal se han realizado según los escenarios de demanda y generación, así como los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema⁴ establecidos en el P.O.12.1⁵.

Con fecha 17 de diciembre de 2019, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la SE Peñarrubia 400 kV para varias plantas fotovoltaicas por un total de 298 MWins / 229,5 MWnom, instalaciones que disponían de permiso de acceso según comunicación de 14 de junio de 2019, en la posición existente para evacuación de generación renovable en Peñarrubia 400 kV. Esta actualización en el permiso de acceso está motivada por un cambio en la solución de conexión propuesta debida a la inviabilidad técnica de acometer una solución conjunta en la posición existente en dicha subestación. Se trataría de la apertura de una nueva posición de la red de transporte en Peñarrubia 400 kV que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, podría ser considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁶, condicionada a su viabilidad físico-técnica y a la acreditación de la imposibilidad de utilizar una posición planificada. En concreto, se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Peñarrubia – SET Colectora 400 kV, línea considerada ‘instalación de conexión no transporte’⁷.

En todo caso, REE indica que, debido a la concurrencia de la nueva generación prevista en la posición planificada en Peñarrubia 400 kV (229,5 MW de generación fotovoltaica) con un contingente de generación existente y prevista en la posición existente en este nudo (249,09 MW de generación eólica en

renovable. Asimismo, las condiciones reales de operación podrían dar lugar a instrucciones para la reducción momentánea de la producción.

⁴ Capacidad MWins estimada en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

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

⁵ Procedimiento de Operación 12.1. ‘Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte’, aprobado mediante Resolución de 11 de febrero de 2005 (BOE 01/03/2005).

⁶ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

⁷ Instalaciones ambas —posición y línea— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el Procedimiento de Operación 12.2.

servicio y 117 MW de generación fotovoltaica prevista), la capacidad de conexión en Peñarrubia 400 kV sigue saturada, no existiendo margen disponible para nueva generación renovable no gestionable adicional.

Con fecha 31 de marzo de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la SE Peñarrubia 400 kV 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 supuso la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir y con las consideraciones indicadas en los mismos, constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones generadoras incluidas en el escrito, entre las que se encontraba la PSF BALBONA.

REE recuerda que estas actuaciones sólo se consolidan tras la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores, el Interlocutor Único de Nudo (IUN), en su caso, y la propia REE como titular del punto de conexión a la red de transporte⁸. Esto dará lugar al informe del OS previo a la solicitud de notificación operacional previsto en el artículo 39 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁹, que permitirá la autorización de puesta en servicio y en tensión para pruebas y la verificación de la capacidad de control desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL).

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 27 de abril de 2022 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 por la que se otorgaría a ENEL GREEN POWER la Autorización Administrativa Previa para la PSF BALBONA de 159,5 MW de potencia instalada y sus infraestructuras de

⁸ La formalización del CTA requiere a su vez la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación y sus correspondientes instalaciones de conexión, y habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente, en particular en el apartado 7 del citado P.O.12.2, considerando el plazo normativo de dos meses previo al primer acoplamiento, y el cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida (incluida el alta de las telemidas en tiempo real a través de un centro de control habilitado según las especificaciones del P.O. 8.2. 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución de 7 de abril de 2006 (BOE 21/04/2006).

⁹Real 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.

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, 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 de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia.

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.
- 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.
- 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 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- 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”).

3. CONSIDERACIONES

3.1. Condiciones técnicas

3.1.1. Descripción del proyecto

La PSF BALBONA, de 209,979 MWp y 159,5 MWn, ubicada en el término municipal de Jumilla (Murcia), evacuará a 132 kV a través de la subestación (SE) Balbona, sita en el mismo parque fotovoltaico, con una segunda elevación hasta los 400 kV en la SE Colectora La Alquería, de nueva ejecución, donde además conectarán los futuros parques solares fotovoltaicos Jumilla I y Jumilla II, promovidos por Elawan Energy SL, de 44 MWp cada uno. El punto final de conexión será una posición de línea en la SE Peñarrubia 400 kV, propiedad de REE, donde se inyectará toda la energía recolectada por la SE La Alquería.

La planta estará formada por 424.200 módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de 495 Wp cada uno. Los datos generales de la PSF BALBONA se resumen a continuación:

CONFIGURACIÓN GENERAL			
Total potencia nominal	159,500 MWn	Total módulos	424.200 Unidades
Total potencia pico	209,979 MWp	Total seguidores	5.050 Unidades
Ratio Wp/Wn	1,31	Total inversores	57 Unidades
		Total CTs tipo SKID	30 Unidades
CARACTERÍSTICAS DE LA LOCALIZACIÓN			
LOCALIZACIÓN		CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO	
Localización	Jumilla, Murcia	Superficie vallada	396,3038 ha
Longitud	636961.88 m E	Superficie ocupada	105,0260ha
Latitud	4264938.35 m N		
Altitud	667 msnm	Ratio sup.vallada/pot.pico	1,88 ha/MWp
DATOS METEOROLÓGICOS		PRODUCCIÓN	
GHI	1.806 kWh/m ²	Rendimiento	2.044 kWh/kWp/año
Temp	14,8 °C	Factor de Planta	23,33%
Temp Max/Min	—	Energía Bruta	429,291 GWh/año
Fuente	SolarGis	Energía Neta	424,998 GWh/año

CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS			
MÓDULO FV		SEGUIDOR A UN EJE N-S	
Fabricante	SUNPOWER	Fabricante	SOLTEC
Modelo	S PR-P5-495-UPP	Modelo	S F7 2x45
Tecnología	Mono-c Si.	Tipo	Horizontal 1 Eje
Potencia pico	495 Wp	Pitch	14,8 metros
Voltaje Max	1.500 V	Módulos por seguidor	84 módulos

CAJA DE STRING		INVERSOR	
Entradas	24/21	Fabricante	SANTERNO
Voltaje Max	1.500 V	Modelo	Sunway TG 2700 1500V TE 640
Fusibles	16 A	Potencia nominal	2993 kVA @25°C
Aislamiento	IP65	Rango MPPT ¹⁰	935-1200 V
Intensidad Max	400 A	Voltaje Max	1.500 V
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		CABLEADO ELÉCTRICO	
Potencia AC	Trafo: 2x3.000 kVA	Cable de <i>String</i>	6 mm ² , Cu
Núm. Inversores	57 Unidades	Cable DC	XLPE, Al
Núm. Transform.	57 Unidades	Secciones	630 mm ²
Ratio Transf.	0,640 kV / 30 kV	Cable MT	XLPE, Cu
Servicio	SKID	Secciones	120, 240, 300, 500, 630 mm ²

Se saldrá de los CT's en Media Tensión (MT) con un circuito subterráneo que irá interconectando los diferentes CT's hasta un máximo de tres. Posteriormente, cada uno de estos circuitos se conectará en la barra de MT de la subestación elevadora 30/132 kV del parque, siendo un total de 30 CT's (Skids) conectados a las 13 líneas de entrada de MT de la SET elevadora, a través de un transformador 160/170 MVA ONAN/ONAF 30/132 kV Ynd11d11.

La Subestación Elevadora Balbona 30/132 kV (en adelante SET Balbona), ubicada en el término municipal de Jumilla (Murcia) estará constituida por:

a) Parque de 132 kV:

- Tipo Exterior (AIS)
- Configuración Barra simple
- Posiciones 1 posición línea-transformador

b) Parque de 30 kV:

- Tipo: Cabinas de interior aisladas en SF₆ (GIS)
- Configuración: Barra simple

¹⁰ *Maximum Power Point Tracking*, o seguidor de punto de máxima potencia.

- Posiciones:
 - ⇒ 2 celdas de posición transformador
 - ⇒ 14 celdas de posiciones de líneas (una de reserva)
 - ⇒ 1 celda de posición de Servicios Auxiliares (SSAA)
 - ⇒ 1 celda para conexión de banco de condensadores
 - ⇒ 2 reactancias de Puesta a tierra (intemperie)
- c) Una posición de transformación con un transformador de 132/30 kV, 160 MVA.
- d) Los Servicios Auxiliares (SSAA) de la subestación se componen de SSAA de Corriente Alterna (CA), con tensión nominal 30/0,42 kV, 50 Hz y SSAA de Corriente Continua (CC), de 125 V y 48V de tensión.
- e) Red de puesta a tierra de malla (tipo de electrodo) y conductor de cobre.
- f) Control y protecciones: Se instalará un sistema integrado de control y protecciones que combinará las funciones de control local, protecciones y telecontrol.
- g) La medida para facturación se realizará en el lado de 132 kV, con punto de medida principal en las barras de la subestación La Alquería, mientras que el comprobante se situará en la SET Balbona.
- h) Se instalará un sistema de telecomunicaciones mediante fibra óptica de tecnología monomodo. Las telecomunicaciones, tanto para las protecciones diferenciales de línea y teledisparo como para el telecontrol entre subestaciones, se harán a través de la fibra óptica instalada en el cable de tierra aéreo.
- i) Sistema de Vigilancia y Seguridad formado por protección contra incendios y anti-intrusión.

La línea eléctrica de evacuación de la energía eléctrica generada en la PSF BALBONA desde SE Balbona 30/132 kV hasta SE Colectora La Alquería 132/400 kV, transcurrirá en todo su recorrido por el término municipal de Jumilla (Murcia). Tendrá dos tramos, uno en simple circuito y otro en doble circuito, para compartir la infraestructura con otra línea, objeto de otro proyecto, que finalizará también su trazado en la nueva SE La Alquería. Con una capacidad térmica por circuito de 185 MVA (en verano; unos 275 en invierno), la longitud total de la línea de evacuación es de 7.200 metros, que discurren en su totalidad por zona 'B', y está constituida por dos tramos aéreos:

- Tramo I (aéreo): Simple circuito, dúplex; 5.227 metros sobre 19 apoyos entre el pórtico de la nueva SE Balbona 30/132 kV y el apoyo AP20 (primero en doble circuito). Conductor LA-280 (242-AL1/39-ST1); OPGW-48 como cable de protección.

- Tramo II (aéreo): Doble circuito, dúplex; 1.973 metros sobre 11 apoyos, entre el citado AP20 y el pórtico de la nueva SE La Alquería 132/400 kV. También conductores LA-280 (242-AL1/39-ST1), y OPGW-48, de protección.

Los apoyos serán torres metálicas de celosía, con cimentaciones mono- o tetrabloque. Las crucetas se disponen al tresbolillo, y equipan aisladores de vidrio templado, tipo caperuza y vástago.

Las infraestructuras comunes de evacuación son la SET colectora 132/400 kV La Alquería, así como la evacuación en 400 kV de la energía generada en los parques solares fotovoltaicos Balbona, Jumilla I y Jumilla II (en adelante Línea de evacuación SET La Alquería – SE REE Peñarrubia 400 kV). Los tres parques fotovoltaicos conectarán en 132 kV por medio de dos posiciones de línea aérea y, posteriormente, elevarán a 400 kV con un autotransformador para inyectar la energía eléctrica en el nudo Peñarrubia 400 kV.

La SET La Alquería también se ubicará en Jumilla y estará constituida por:

- a) Parque de 400 kV:
 - Tipo Exterior (AIS)
 - Configuración Barra simple
 - Posiciones: 1 posición línea-transformador
- b) Parque de 132 kV:
 - Tipo Exterior (AIS)
 - Configuración Barra simple
 - Posiciones: 1 posición transformador
2 posiciones de líneas
- c) Parque de 30 kV:
 - Tipo Cabinas de interior aisladas en SF₆ (GIS)
 - Posiciones: 1 celda de medida
 - 1 celda de posición de SSAA
- d) Autotransformador de 400/132/30 kV, y 255/255/85 MVA.
- e) Red de puesta a tierra: Tipo de electrodo malla y conductor de cobre
- f) Sistema integrado de control y protecciones: Combinará las funciones de control local, protecciones y telecontrol.
- g) Medida de energía para la facturación: Se realizará en el lado de 400 kV, con punto de medida principal en la parte de alta del autotransformador, y medida comprobante en su lado de 132 kV. Además, en las posiciones de línea de 132 kV se situará una medida comprobante correspondiente a las medidas principales situadas en los extremos opuestos de las líneas.

- h) Sistema de Comunicaciones SCADA: Se instalará un sistema de telecomunicaciones mediante fibra óptica de tecnología monomodo. Las telecomunicaciones tanto para las protecciones diferenciales de línea y tele disparo como para el telecontrol entre subestaciones se harán a través de la fibra óptica instalada en el cable de tierra aéreo. Este sistema incluirá doble sistema de comunicación por fibra óptica para la línea de enlace con la subestación Peñarrubia 400 kV, propiedad de REE.
- i) Sistema de Servicios Auxiliares: Alimentados por medio del terciario del autotransformador principal; se compondrán de SSAA de Alterna, con tensión nominal 30/0,42 kV, y SSAA de Continua, de 125 V y 48 V de tensión.
- j) Sistema de Vigilancia y Seguridad: Formado por protección contra incendios y anti-intrusismo.

La línea de evacuación a 400 kV SET La Alquería – SE REE Peñarrubia 400 kV tendrá las siguientes características:

Origen	Pórtico SET La Alquería 132/400 kV
Fin	Pórtico SE Peñarrubia 400 kV
Tensión de servicio (kV)	400
Tensión más elevada de la red (kV)	420
Capacidad térmica de transporte por circuito	1360,32 MVA (verano) 1578,92 MVA (invierno)
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	2 (dúplex)
Tipo de Crucetas	Capa (cabeza de gato)
Tipo de Apoyos	Torres metálicas de celosía
Conductor de Fase	LA-455 CONDOR (402-AL1/52-ST1A)
Cable de Tierra	OPGW-48
Aislamiento	Vidrio templado, tipo caperuza y vástago
Cimentaciones	Zapatillas individuales
Longitud	119 m
Zonas por donde discurre	B
Número de Apoyos	1
Términos Municipales afectados	Jumilla (Murcia)

3.1.2. Condiciones de eficiencia energética

Según se ha indicado, los módulos fotovoltaicos previstos en la PSF BALBONA, modelo SPR-P5-495-UPP del fabricante SUNPOWER, de 144 células

(6x12+6x12) o similar, serán bifaciales monocristalinos, con una capacidad de 495 Wp, cuya eficiencia máxima es del 19,8% en Condiciones STC¹¹.

La tecnología bifacial cuenta con superficie de captación tanto en la cara que se encuentra orientada hacia el sol (que se alimenta de la irradiancia directa), como en la cara que se encuentra detrás (que recibirá irradiancia reflejada, la que rebota en la tierra). Esto permite mayor generación de energía en una superficie de ocupación menor, aumentando la eficiencia y disminuyendo el impacto ambiental. Además, los módulos cuentan con un acrílico superficial que da opacidad a la superficie (superficie antirreflejo), evitando el encandilamiento a las personas ante posible reflexión de los rayos del sol en la superficie.

El panel fotovoltaico será instalado sobre seguidores solares a un eje horizontal con implementación de *backtracking*¹². Realizará el seguimiento solar mediante programación astronómica, donde el autómatas incorporado se encarga de accionar el empujador, consiguiendo de esta forma la inclinación óptima respecto al sol durante todo el día. La ganancia para este tipo de seguidores oscila entre un 28% y un 38%. Además, su instalación requiere una obra mínima debido a la mínima sección de los pilares, se adaptan fácilmente a las dimensiones del terreno y a la geometría del panel e instalación eléctrica, necesitan medios básicos para su montaje debido a la sencillez de sus elementos y su mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal, sistemas muy simples, lo que reduce considerablemente las labores de mantenimiento. La durabilidad de estos elementos, debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente), aseguran un buen comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos.

El inversor utilizado en la planta será del fabricante SANTERNO, modelo SUNWAY TG2700 1500V TE-640 OD, con una potencia nominal de salida 2.993 kVA a 25°C, cuyo rendimiento máximo es de un 99,8%. Este inversor asegurará un funcionamiento automático de la instalación, garantizando el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) en cualquier condición de operación. Además, los inversores permitirán la desconexión/conexión automática de la instalación

¹¹ *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 1,5 G 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.

¹² Sistema que 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.

en caso de pérdida de resistencia de aislamiento, de tensión o frecuencia de red, evitando el funcionamiento en isla de la planta.

El estudio sobre la producción esperada de la planta ha utilizado la base de datos meteorológicos SolarGis¹³. La producción de energía en el punto de entrega ha sido calculada con el software PVSyst versión 6.86, que recoge datos por hora (irradiancia global horizontal, temperatura y radiación difusa) y lleva a cabo el cálculo de la radiación (global, difusa y albedo) en el plano fotovoltaico, además de tener en cuenta las pérdidas habituales en este tipo de instalaciones. Las principales pérdidas consideradas en el funcionamiento de la planta son las siguientes:

Pérdidas	
Sombreado	-2,41%
Angulares (IAM)	-0,63%
Acumulación de suciedad	-3,00%
Irradiancia	-0,69%
Temperatura	-4,24%
Calidad de los módulos	0,80%
Módulos – LID (Degradación inducida por la luz)	-2,00%
<i>Mismatch</i> (pérdidas por dispersión entre módulos)	-1,34%
Óhmicas en corriente continua	-1,17%
Operación del inversor	-1,42%
Auxiliares (ventiladores, otros)	-0,30%
Óhmicas en corriente alterna	-0,19%
Pérdida de transformación de MT	-1,07%

Con todas estas consideraciones, el promotor ha estimado, tras deducir las pérdidas, una producción neta anual para la PSF BALBONA de 424.998 MWh¹⁴ (2.024 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga), lo que reduciría la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en unas 57.800 toneladas

¹³ Base de datos propiedad de GeoModel, derivada de satélites de alta resolución de Europa, África, Asia, Australia Occidental y Brasil.

¹⁴ A la producción anual estimada en el PVSyst (429.291 MWh) el promotor le ha aplicado un 1% por la estimación de la disponibilidad de la planta, teniendo en cuenta las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se le realizan como parte de los planes de Operación y Mantenimiento.

de CO₂ por año de funcionamiento del parque¹⁵ (1.444.994 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para la instalación). El coeficiente de rendimiento esperado (*Performance Ratio*, neto de pérdidas) es un 83,28% y el factor de capacidad¹⁶ un 30,42%.

3.2. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto

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.

3.2.1. Capacidad legal

ENEL GREEN POWER es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido como Sociedad Anónima bajo la denominación de Proyectos de Desarrollo Energético I, S.A.", mediante escritura de fecha 6 de noviembre de 1996. Cambia su denominación por Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. según escritura autorizada de fecha 11 de junio de 1998, se transforma en sociedad de responsabilidad limitada en virtud de escritura autorizada de fecha 1 de febrero 2010 y, finalmente, adopta su actual denominación social mediante escritura de fecha 7 de mayo de 2010, por la que se elevan a públicos los acuerdos sociales adoptados en la Junta General Extraordinaria y Universal de Socios celebrada el día 3 de mayo de 2010. La Sociedad se registrará por la Ley de Sociedades de Capital y por las demás disposiciones que resulten de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*El ejercicio y el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables*».

¹⁵ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 136 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2021.

¹⁶ Cociente entre la energía real generada por la planta durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, según valores nominales. Se ha considerado la potencia nominal indicada en el Proyecto de 159,5 MW.

La Sociedad podrá realizar estas actividades directa o indirectamente a través de sociedades controladas o participadas y puede operar en España o en el extranjero y desarrollar cualquier otra actividad conexas, instrumental, afín, complementaria o de cualquier manera útil para la consecución del objeto social. En definitiva, la actividad principal de la Sociedad consiste en la generación de energía eléctrica a través de sus instalaciones propias, la promoción, desarrollo y construcción de instalaciones de energía renovable y la gestión técnica y administrativa de las empresas del Grupo en las que participa.

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

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

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

ENDESA, S.A. es una sociedad anónima de nacionalidad española constituida el 18 de noviembre 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. El 25 de junio de 1997 la Junta General Ordinaria cambió su denominación por la actual de ENDESA, S.A. Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de

recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. ENDESA, S.A. 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: posee participaciones en Empresas del Grupo, Multigrupo y Asociadas, como consecuencia de lo cual 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 2021 el Grupo ENEL controla, a través de ENEL Iberia, S.L.U., el 70,1% de ENDESA, S.A., por lo que ostenta el control de la Sociedad. ENEL Iberia, S.L.U. tiene su domicilio social y fiscal en España —fue constituida el 22 de marzo de 2006—, mientras que ENEL, S.p.A. lo tiene en Italia.

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

3.2.2. 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 2020¹⁷, ésta consolidaba 3.032 MW de potencia directamente o a través de sus filiales, siendo la potencia total instalada del ejercicio 2020 de 3.243 MW, con la siguiente distribución por tecnologías:

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

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

El socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad participada en un 100% por ENDESA, S.A. que a su vez está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial participada en un 100% ENEL Iberia, S.L.U. que, a 31 de diciembre de 2021 posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente del RD 1955/2000, la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece también acreditará su capacidad técnica.

La actividad de ENDESA se estructura por líneas de negocio; en concreto, respecto a la generación de energía ENDESA Generación, S.A.U. agrupa, entre otras, las participaciones en Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (100%) y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (100%), que gestionan los activos de generación convencional situados en los Territorios No Peninsulares,

¹⁷ A la fecha de redacción del presente informa no está disponible el Informe de Gestión a 31 de diciembre de 2021.

y en ENEL Green Power España, S.L.U. (100%), que gestiona los activos de generación procedente de fuentes renovables. A 31 de diciembre de 2021, la potencia neta total instalada de ENDESA en España ascendía a 21.140 MW, de los cuales 8.389 MW (aprox. el 40%) eran renovables. El parque de generación de ENDESA alcanzó en el ejercicio 2021 una producción neta total de 57.592 GWh, de la cual 12.794 GWh con fuentes de energía renovables. Cabe destacar en importante incremento en la capacidad instalada fotovoltaica en 2021, un 80% superior a la capacidad existente en 2020.

El detalle de esta capacidad instalada y su generación eléctrica es el siguiente:

Capacidad Instalada Neta (MW)	2021	% s/Total	2020	% s/Total	Variación 2021-2020	Var 2021-2020 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	4.746	22,5%	4.749	21,9%	-3	-0,1%
Eólica	2.506	11,9%	2.383	11,0%	123	5,2%
Fotovoltaica	1.060	5,0%	587	2,7%	473	80,6%
Total Capacidad Renovable	8.312	39,3%	7.719	35,7%	593	7,7%
Nuclear	3.328	15,7%	3.328	15,4%	0	0,0%
Carbón	1.403	6,6%	2.523	11,7%	-1.120	-44,4%
Ciclos Combinados	3.757	17,8%	3.756	17,3%	1	0,0%
Total Capacidad Generación Convencional	8.488	40,2%	9.607	44,4%	-1.119	-11,6%
Total Peninsular	16.800	79,5%	17.326	80,0%	-526	-3,0%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%
Fotovoltaica	37	0,2%	22	0,1%	15	68,2%
Total Renovables	77	0,4%	62	0,3%	15	24,2%
Carbón	241	1,1%	241	1,1%	0	0,0%
Fuel-Gas	2.334	11,0%	2.334	10,8%	0	0,0%
Ciclos Combinados	1.688	8,0%	1.689	7,8%	-1	-0,1%
Total Capacidad Generación Convencional	4.263	20,2%	4.264	19,7%	-1	0,0%
Total No Peninsular	4.340	20,5%	4.326	20,0%	14	0,3%
TOTAL	21.140	100,0%	21.652	100,0%	-512	-2,4%
Total Generación Convencional	12.751	60,3%	13.871	64,1%	-1.120	-8,1%
Total Generación Renovable	8.389	39,7%	7.781	35,9%	608	7,8%

Generación de electricidad en barras de central (GWh)	2021	% s/Total	2020	% s/Total	Variación 2021-2020	Var 2021-2020 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	6.122	10,6%	7.681	13,7%	-1.559	-20,30%
Eólica	5.488	9,5%	5.123	9,1%	365	7,12%
Fotovoltaica	1.014	1,8%	497	0,9%	517	104,02%
Resto	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable	12.625	21,9%	13.302	23,6%	-677	-5,09%
Nuclear	25.504	44,3%	25.839	45,9%	-335	-1,30%
Carbón	731	1,3%	1.211	2,2%	-480	-39,64%
Ciclos Combinados	7.507	13,0%	5.677	10,1%	1.830	32,24%
Total Generación Convencional	33.742	58,6%	32.727	58,2%	1.015	3,10%
Total Peninsular	46.367	80,5%	46.029	81,8%	338	0,73%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	117	0,2%	112	0,2%	5	4,46%
Fotovoltaica	52	0,1%	1	0,0%	51	5100,00%
Total Generación Renovable	169	0,3%	113	0,2%	56	49,56%
Carbón	45	0,1%	222	0,4%	-177	-79,73%
Fuel-Gas	4.077	7,1%	4.217	7,5%	-140	-3,32%
Ciclos Combinados	6.934	12,0%	5.688	10,1%	1.246	21,91%
Total Generación Convencional	11.056	19,2%	10.127	18,0%	929	9,17%
Total No Peninsular	11.225	19,5%	10.240	18,2%	985	9,62%
TOTAL	57.592	100,0%	56.269	100,0%	1.323	2,35%
Total Generación Convencional	44.798	77,8%	42.854	76,2%	1.944	4,5%
Total Generación Renovable	12.794	22,2%	13.415	23,8%	-621	-4,6%

El detalle de las instalaciones fotovoltaicas peninsulares es el siguiente:

Instalaciones fotovoltaicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
Apicio	Extremadura	47,88	2021
Ardila	Castilla-La Mancha	49,87	2021
Beturia	Extremadura	49,56	2021
Cincinato	Extremadura	49,87	2021

Instalaciones fotovoltaicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
Doblón	Extremadura	46,59	2021
Nertóbriga	Extremadura	48,99	2021
Puerta Palmas	Extremadura	48,02	2021
San Antonio	Andalucía	30,44	2021
Tico PV	Aragón	43,39	2021
Torrepalma FV	Andalucía	22,50	2021
Veracruz	Extremadura	47,46	2021
Augusto	Extremadura	49,91	2020
La Vega I	Andalucía	43,24	2020
La Vega II	Andalucía	43,24	2020
Las Corchas	Andalucía	49,94	2020
Los Naranjos	Andalucía	49,98	2020
Don Quijote	Extremadura	42,21	2019
FV Castiblanco	Extremadura	42,30	2019
Hernán Cortés	Extremadura	42,21	2019
Navalvillar	Extremadura	42,30	2019
Totana	Región de Murcia	84,71	2019
Valdecaballeros	Extremadura	42,30	2019
Zurbarán	Extremadura	42,21	2019
Aznalcollar	Andalucía	1,00	2008
Los Barrios	Andalucía	0,10	2008
FV Coriscada	Galicia	0,02	2007
FV Castelo	Galicia	0,01	2001
TOTAL		1.060,25	

En cuanto a sus instalaciones eólicas más significativas¹⁸, cabe citar las siguientes:

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
TICO WIND	ARAGÓN	123,40	2021
MOTILLA DEL PALANCAR	CASTILLA-LA MANCHA	51,00	2020
SIERRA COSTERA I	ARAGÓN	48,90	2019
MUNIESA	ARAGÓN	46,80	2019
SERRA DAS PENAS	GALICIA	42,00	2019
FARLAN	ARAGÓN	41,40	2019

¹⁸ Se han seleccionado aquéllas cuya potencia sea igual o superior a 30 MW.

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
SAN PEDRO ALACON	ARAGÓN	39,90	2019
CAMPOLIVA II	ARAGÓN	39,38	2019
CAMPOLIVA I	ARAGÓN	35,99	2019
LOS ARCOS	ANDALUCÍA	34,65	2019
PRIMORAL	ARAGÓN	34,65	2019
ANGOSTURAS	ANDALUCÍA	36,00	2013
MADROÑALES	ANDALUCÍA	34,00	2013
AGUILÓN	ARAGÓN	50,00	2011
LOS LLANOS	CASTILLA Y LEÓN	38,00	2011
COGOLLOS II	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2010
PEÑA DEL GATO	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2009
P.E. MENAUTE	ANDALUCÍA	37,40	2009
EEE	ANDALUCÍA	32,00	2009
MONTARGULL	CATALUÑA	44,00	2008
PESUR	ANDALUCÍA	42,00	2008
CALDEREROS	CASTILLA-LA MANCHA	37,80	2008
ALTO DE LAS CASILLAS I	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
ALTO DE LAS CASILLAS II	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
LES FORQUES	CATALUÑA	30,00	2008
LAS PARDAS	CASTILLA Y LEÓN	49,50	2007
P.E. PENA VENTOSA	GALICIA	44,80	2007
SIERRA COSTERA	ARAGÓN	40,80	2007
SASO PLANO	ARAGÓN	39,20	2006
BELMONTE	PRINCIPADO DE ASTURIAS	34,85	2006
CORZÁN	GALICIA	43,20	2004
FALADOIRA-COTO TEIXIDO	GALICIA	47,52	2003
PEÑA FORCADA	GALICIA	33,80	2003
MONTE DE LAS NAVAS	CASTILLA Y LEÓN	48,84	2001
SAN ANDRÉS	GALICIA	33,00	1999
CAPELADA I Y CAPELADA II	GALICIA	31,35	1998

Tal y como se puede observar, durante el año 2021 ENDESA ha llevado a cabo la construcción y puesta en servicio de 13 nuevos parques por un total de 623 MW:

Proyectos	Comunidad Autónoma	Potencia instalada MW
FOTOVOLTAICOS		
Biniatría	Islas Baleares	15
Tico Solar	Aragón	43,4

San Serván ¹⁹	Extremadura	142,1
Brovaes ²⁰	Extremadura	246,2
San Antonio	Andalucía	30,4
Torrepalma	Andalucía	22,5
Total proyectos fotovoltaicos		499,6
EÓLICOS		
Tico Wind	Aragón	123,4
TOTAL proyectos en 2021		623,0

Adicionalmente al esfuerzo de construcción desarrollado durante el ejercicio 2021, ENDESA prevé incrementar la cartera de proyectos renovables con el fin de cumplir con los objetivos marcados en su Plan Estratégico 2021-2023, que contempla un objetivo de inversión bruta de 7.900 millones de euros. De este Plan, las inversiones en nuevos desarrollos de generación renovable ascienden a 3.300 millones de euros y se centrarán en la puesta en marcha de nueva capacidad eólica y fotovoltaica de aproximadamente 3,9 GW. A esto hay que añadir alrededor de 300 millones de euros para proyectos de instalación de baterías y de generación de hidrógeno limpio. El resto de las inversiones peninsulares, 200 millones de euros, contemplan, principalmente, inversiones recurrentes de mantenimiento.

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

MW	2021	% sobre total	2020	% sobre total	Incremento 2021-2020 %	Variación 2021-2020 valor absoluto
Nuclear	3.328	3,8%	3.328	4,0%	0,0%	0
Carbón	6.910	7,9%	8.903	10,6%	-22,4%	-1.993
Ciclo Combinado	15.039	17,3%	15.009	17,9%	0,2%	30

¹⁹ Se compone de tres plantas fotovoltaicas: El Doblón, Veracruz y Puerta Palmas.

²⁰ Se compone de cinco plantas fotovoltaicas: Apicio, Ardila, Beturia, Cincinato y Nertóbriga.

Fuel-oil	11.715	13,5%	11.711	13,9%	0,0%	4
Total generación convencional	36.992	42,5%	38.951	46,4%	-5,0%	-1.959
Hidroeléctrica	27.847	32,0%	27.820	33,1%	0,1%	27
Eólica	14.903	17,1%	12.412	14,8%	20,1%	2.491
Solar	6.395	7,3%	3.897	4,6%	64,1%	2.498
Geotérmica	915	1,1%	882	1,1%	3,7%	33
Otras	6	0,0%	5	0,0%	20,0%	1
Total generación renovable	50.066	57,5%	45.016	53,6%	11,2%	5.050
TOTAL	87.058	100,0%	83.967	100,0%	3,7%	3.091

GWh	2021	% sobre total	2020	% sobre total	Incremento 2021-2020 %	Variación 2021-2020 valor absoluto
Nuclear	25.504	11,5%	25.839	12,5%	-1,3%	-335
Carbón	13.858	6,2%	13.155	6,4%	5,3%	703
Ciclo Combinado	51.718	23,2%	43.353	20,9%	19,3%	8.365
Fuel-oil	22.709	10,2%	19.401	9,4%	17,1%	3.308
Total generación convencional	113.789	51,1%	101.748	49,1%	11,8%	12.041
Hidroeléctrica	57.001	25,6%	62.437	30,1%	-8,7%	-5.436
Eólica	37.791	17,0%	30.992	15,0%	21,9%	6.799
Solar	7.899	3,5%	5.763	2,8%	37,1%	2.136
Geotérmica	6.086	2,7%	6.128	3,0%	-0,7%	-42
Otras	40	0,0%	40	0,0%	0,0%	0
Total generación renovable	108.817	48,9%	105.360	50,9%	3,3%	3.457
TOTAL	222.606	100,0%	207.108	100,0%	7,5%	15.498

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.

3.2.3. Capacidad económico-financiera

Según consta en documento adjunto a los proyectos fechado en diciembre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de los mismos, incluyendo la PSF BALBONA y sus infraestructuras de evacuación, asciende a 111.017.456,89 euros (sin IVA). Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de seguridad y salud. El detalle por instalaciones autorizadas es el 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., Recursos Energéticos Locales, S.A. y Redes de Energía, S.A.—. Con fecha 11 de junio de 1998 se aumentó el capital social en 900 millones de pesetas (5.409.108,94 euros), representado por 9.000 acciones al portador de 100.000 pesetas cada una y se cambió la denominación de la Sociedad a Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. que, por tanto, tendrá un capital social de 1.000.000.000 de pesetas (6.010.121,04 euros) suscrito íntegramente y pendiente de desembolsar en 450.000.000 de pesetas (2.704.554,46 euros), representado por 10.000 acciones ordinarias al portador de 100.000 pesetas de valor nominal cada una de ellas. Posteriormente, según escritura de fecha 1 de febrero de 2010 que eleva a público los acuerdos adoptados en Junta General Extraordinaria y Universal de 22 de enero de 2010, la Sociedad se transforma en Sociedad de Responsabilidad Limitada Unipersonal con un capital social de 127.674.804,37 euros, dividido en 212.433 participaciones sociales iguales e indivisibles, totalmente desembolsadas, de 601,012104 euros de valor nominal cada una de ellas, asignadas a su Socio Único en esa fecha, ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.

Las Cuentas Anuales de ENEL GREEN POWER correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020²¹, según Informe de Auditoría de fecha 15 de marzo de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

²¹ Las Cuentas Anuales a 31 de diciembre de 2021 no han sido depositadas en el Registro Mercantil a la fecha de redacción del presente informe.

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

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

Por otra parte, a efectos de verificar la solvencia de ENEL GREEN POWER como sociedad promotora del proyecto PSF BALBONA, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero²², cuyo objeto es medir la proporción de deuda sobre el patrimonio neto de la empresa, obteniéndose un valor de 37,09%. Asimismo, con objeto de medir la proporción de deuda sobre los activos de la empresa con los cuales realiza su actividad, se ha calculado la Ratio de Deuda sobre Activos Fijos²³ y se ha obtenido un valor de 49,08%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA²⁴, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA o, lo que es lo mismo, calcula el número de años que el EBITDA tendría que ser exclusivamente dedicado a la devolución de la deuda para la amortización total de ésta, se ha obtenido un valor de 12.

²² Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

²³ Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

²⁴ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

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

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 2020²⁵, fechado el 15 de marzo de 2021, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ENDESA, S.A., asciende a 1.940.380 miles de euros y está representado por 322.852.023 acciones de 6,010121 euros de valor nominal cada uno de ellos. Adicionalmente, su patrimonio neto se ve incrementado por el importe de la prima de emisión, que asciende a 48.015 miles de euros, por un importe en 'Reservas' de 380.986 miles de euros, así como por aportaciones de socios, importe que asciende en 2020 a 2.000.031 miles de euros. En concreto, con fecha 16 de noviembre de 2018, el Accionista Único de la Sociedad aprobó realizar una aportación de fondos por importe de 2.000.000 miles de euros para reforzar la situación financiera de la Sociedad. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2020 este epígrafe recoge 31 miles de euros en concepto de aportaciones realizadas por ENDESA, S.A., en relación al coste asumido y que no ha repercutido a la Sociedad por los instrumentos de patrimonio propio que se han devengado y que deberán entregarse a determinados directivos de la Sociedad, en el marco del Plan de Retribución variable a largo plazo mencionado 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022'. Por otra parte, el patrimonio neto de la Sociedad se ve reducido por los resultados negativos de los últimos ejercicios.

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

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

²⁵ Las Cuentas Anuales a 31 de diciembre de 2021 no han sido depositadas en el Registro Mercantil a la fecha de redacción del presente informe.

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 2021, según Informe de Auditoría de fecha 21 de febrero de 2022, arrojan los siguientes resultados:

**BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES
DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Unidad: Millones de Euros
31/12/2021 31/12/2020²⁶

TOTAL ACTIVO	39.968	32.062
Activo no corriente	28.316	25.828
Inmovilizado material	22.097	21.354
Inversiones inmobiliarias	55	58
Activo intangible	1.542	1.399
Fondo de comercio	462	462
Inversiones contabilizadas por el método de participación	180	217
Otros Activos Financieros no Corrientes	580	534
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	774	169
Otros Activos no Corrientes	264	244
Activos por impuesto diferido	2.362	1.391
Activo corriente	11.652	6.234
Existencias	1.343	1.077
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.382	3.346
Activos corrientes de contratos con clientes	6	10
Otros Activos Financieros Corrientes	1.817	931
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.401	467
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	703	403
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	39.968	32.062
Patrimonio Neto	5.544	7.465
De la Sociedad Dominante	5.380	7.315
<i>Capital Social</i>	1.271	1.271
<i>Prima de emisión y Reservas</i>	4.761	5.467
<i>Acciones y Participaciones en Patrimonio propias</i>	-3	-2
<i>Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante</i>	1.435	1.394
<i>Dividendo a cuenta</i>	-529	-741
<i>Otros Instrumentos de Patrimonio Neto</i>	2	—
<i>Ajustes por cambio de valor</i>	-1.557	-74
De las Participaciones no Dominantes	164	150
Pasivo no corriente	18.602	16.042

²⁶ A 31 de diciembre de 2021, y al objeto de suministrar información en línea con la práctica de mercado, ENDESA ha adaptado la presentación de los Estados Financieros Consolidados. Dicha adaptación se ha aplicado también de manera retroactiva lo que ha implicado la modificación de los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2020, de manera que las cifras comparativas no coinciden con las publicadas en la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2020 que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2021.

Subvenciones	254	261
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	4.284	4.256
Provisiones no corrientes	3.984	3.704
Deuda financiera no corriente	7.211	5.901
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	573	236
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	120	1
Otros pasivos no corrientes	690	630
Pasivos por impuesto diferido	1.486	1.053
Pasivo corriente	15.822	8.555
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	270	274
Provisiones corrientes	611	477
Deuda financiera corriente	3.167	1.372
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	4.884	404
Otros Pasivos Financieros Corrientes	34	25
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	6.856	6.003

**CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE ENDESA, S.A. Y
SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Unidad: Millones de Euros

31/12/2021 31/12/2020

Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	20.527	16.717
Otros ingresos de explotación	372	333
Aprovisionamientos y servicios	-15.364	-11.069
Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas	543	25
Margen de contribución	6.078	6.006
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo	320	275
Gastos de personal	-916	-1.147
Otros gastos fijos de explotación	-1.239	-1.351
Otros resultados	35	26
Resultado Bruto de explotación (EBITDA)	4.278	3.809
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro de activos no financieros	-2.197	-1.787
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	-125	-110
Resultado de explotación (EBIT)	1.956	1.912
Ingreso financiero	163	25
Gasto financiero	-177	-191
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	-11	-4
Diferencias de cambio netas	-6	12
Resultado financiero	-31	-158
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	-1	34
Resultado en Ventas de Activos		
Resultado antes de impuestos	1.924	1.788

Impuesto sobre sociedades	-467	-388
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.457	1.400
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas		
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.457	1.400
Sociedad Dominante	1.435	1.394
Participaciones no Dominantes	22	6
<i>Beneficio neto por acción básico de actividades continuadas (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción básico (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020

Unidad: Millones de Euros

31/12/2021 31/12/2020

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	2.621	2.951
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-3.073	-1.726
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	752	-1.045
Variación de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	300	180
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	403	223
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes finales	703	403

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2021, el Grupo ENDESA cuenta con un patrimonio neto equilibrado, incrementado por una importante cuantía bajo el epígrafe 'Prima de emisión y Reservas' además de por unos buenos resultados. 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. La prima de emisión proviene de las operaciones

de reordenación societaria de la Sociedad²⁷. No obstante, a 31 de diciembre de 2021, 35 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (40 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Asimismo, el 19 de octubre de 2021 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 2021-2023”, 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. Con la ejecución de dicho Programa, ENDESA, S.A. ha adquirido 79.659 acciones propias que se añaden a las 82.799 acciones propias que adquirió en el ejercicio 2020 tras la ejecución de un programa similar, por lo que, a 31 de diciembre de 2021 ENDESA, S.A. tiene en su poder un total de 162.458 acciones propias de un valor nominal de 1,20 euros por acción. A 31 de diciembre de 2021 y 2020 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido es el siguiente:

	2021	2020
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.	162.458	82.799
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	1.058.650.233	1.058.731.417

El Grupo ha experimentado un incremento moderado de sus beneficios respecto al año anterior (un 4%), ya que, si bien tuvo un incremento en los ingresos por ventas y prestaciones de servicios, también hubo un importante aumento de los gastos por aprovisionamientos y servicios. Por otra parte, el Grupo cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 703 millones de euros, un 74% superior al disponible en el ejercicio anterior.

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 2021 con un beneficio neto de 3.189 millones de euros en 2021, un 22,2% más que en el

²⁷ 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.

ejercicio anterior, y un resultado neto ordinario de 5.593 millones, un 7,6% más que en 2020. El resultado bruto de explotación fue de 17.567 millones, un 3,9% más que en el ejercicio anterior, mientras que el neto de explotación fue de 7.680 millones, un 9,2% menos.

A 31 de diciembre de 2021, el capital social de Enel SpA, sociedad matriz del Grupo, íntegramente suscrito y desembolsado, ascendía a 10.166.679.946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de un euro de valor nominal cada una. El importe del capital social de Enel SpA se mantiene sin cambios con respecto al registrado a 31 de diciembre de 2020, si bien en 2021 la compañía compró un total de 1.620.000 acciones propias para apoyar el Plan de Incentivos a Largo Plazo 2021 para la gestión de Enel y/o sus filiales. Los accionistas con una participación superior al 3% en el capital social de la Sociedad son el Ministerio de Economía y Finanzas, con una participación del 23,585%, BlackRock Inc., con una participación del 5% y Capital Research and Management Company, con una participación del 5%.

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.

4. 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. la autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Balbona, de 159,5 MW de potencia instalada, la subestación eléctrica 30/132 kV, la línea eléctrica 132 kV, la subestación colectora 132/400 kV y la línea eléctrica 400 kV para evacuación de energía eléctrica, en el término municipal de Jumilla, en la provincia de Murcia, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas. Estas capacidades han sido evaluadas tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por el promotor del proyecto.