

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las Acciones Ofertadas implica un alto grado de riesgo. Debe leer y considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación junto con la información contenida en este Folleto antes de realizar una inversión en las Acciones Ofertadas. Los inversores deben considerar cuidadosamente si invertir en las Acciones Ofertadas es adecuada para ellos a la luz de la información de este Folleto y sus circunstancias personales. Si algún destinatario de este Folleto tiene alguna duda sobre cualquier acción que deba llevar a cabo, debe consultar a un asesor profesional independiente competente que esté especializado en asesorar sobre la adquisición de valores cotizados, para revisar cuidadosamente los riesgos asociados con la inversión en y tenencia de las Acciones Ofertadas.

Cualquiera de los siguientes riesgos e incertidumbres podría afectar material y negativamente a nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas y esto, a su vez, podría hacer que pierda toda o parte de su inversión original. Sin embargo, los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación no son los únicos a los que nos enfrentamos. Los riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos o consideramos inmateriales o insuficientemente específicos para las Acciones Ofertadas o nuestro Grupo para su inclusión en este Folleto también pueden afectar material y negativamente a nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Si alguno de esos riesgos realmente ocurre, nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas sufrirían y usted podría perder todo o parte de su inversión original. Dichos riesgos incluyen, entre otros, los relacionados con (i) el fracaso de nuestras políticas y procedimientos de control interno para prevenir el fraude, actos no éticos u otros actos delictivos cometidos por nuestros empleados, agentes o contratistas o los de nuestras filiales; (ii) futuros cambios en las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") tal y como sean adoptadas por la Unión Europea ("UE" y "NIIF-UE") que puede afectar negativamente a nuestra información financiera reportada; (iii) riesgos cambiarios derivados de nuestras operaciones internacionales; (iv) la no materialización de nuestros activos por impuesto diferido; (v) la ocurrencia de un supuesto de responsabilidad significativa que no esté totalmente cubierto por el seguro; (vi) retrasos o interrupciones en, o cualquier posible ataque cibernético a, nuestros sistemas y redes de las tecnologías y la información; y (vii) la existencia de reclamaciones y procedimientos legales y acciones de cumplimiento normativo.

Este Folleto incluye declaraciones futuras que implican riesgos e incertidumbres y nuestros resultados reales pueden diferir sustancialmente de los expresados en dichas declaraciones futuras, incluso como resultado de los riesgos que se describen a continuación. Salvo que lo exija la ley aplicable, no estamos obligados a, y no nos comprometemos a, divulgar públicamente ninguna revisión o actualización de estas declaraciones futuras para reflejar eventos, circunstancias o eventos imprevistos que ocurran después de la fecha de este Folleto. Consulte "Presentación de Información Financiera y Otros Avisos Importantes: Declaraciones Futuras".

En esta sección, las referencias a "PPAs" se considerará que se refiere a los contratos de compraventa de energía y otro tipo de acuerdos de remuneración por la venta de energía. Para obtener información sobre los acuerdos de remuneración aplicables a nuestras plantas, consulte "Negocio-Cartera-Remuneración de la Cartera". En esta sección, las referencias a "contratistas" se considerará que se refiere tanto a los contratistas como a los subcontratistas, cuando sea de aplicación.

1. Riesgos Relacionados con nuestro Negocio

1.1. Riesgos Relacionados con Cambios en nuestros Resultados, Modelo de Negocio, Plan de Crecimiento Y Cartera de Proyectos

1.1.1. Hemos obtenido resultados negativos en los años 2020, 2021 y en el primer trimestre de 2022 y es posible que sigamos obteniendo resultados negativos en el futuro.

Como parte de nuestra transformación de un desarrollador y operador totalmente integrado de plantas de energía renovable a un productor a gran escala de energía independiente totalmente integrado ("independent power producer" o "IPP") en Europa, Estados Unidos y Latam hemos obtenido resultados negativos, incluyendo pérdidas antes de impuestos de 2.575 miles de euros en el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, 23.793 miles de euros en el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 9.342 miles de euros en el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.

2020

En 2020, los resultados negativos se debieron principalmente al aumento de los costes financieros (7.638 miles de euros) derivados de los intereses adeudados en virtud de los Bonos 2019 (emitidos en diciembre de 2019) y los Bonos 2020 (emitidos en febrero de 2020). Los costes financieros asociados a los Bonos 2019 y los Bonos 2020 no pudieron capitalizarse, ya que

no estaban relacionados con nuestras actividades de construcción y operación y, por lo tanto, debían reconocerse íntegra y directamente en la cuenta de pérdidas y ganancias.

2021

En 2021, el incremento de los resultados negativos se debió principalmente al impacto en la valoración de los derivados y otros instrumentos de cobertura respecto a la fluctuación de los precios de la electricidad en España. La volatilidad de los precios de la electricidad fue excepcionalmente alta, con aumentos considerables debido principalmente al aumento de los precios del gas durante los últimos meses de 2021. Este incremento generó ciertas ineficacias asociadas a estos derivados, que tuvieron un impacto negativo directo en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del Grupo por un importe de 12.834 miles de euros. Asimismo, los cambios en el valor razonable de los derivados (PPAs sintéticos) tuvieron un impacto negativo en el patrimonio neto consolidado del Grupo, que ascendió a 32.188 miles de euros (negativos) a 31 de diciembre de 2021.

El incremento de los resultados negativos también ha sido atribuible al aumento de los costes financieros asociados a los préstamos bancarios pasando de 2.116 miles de euros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 a 7.965 miles de euros en 2021, como consecuencia del aumento de los préstamos bancarios a largo y corto plazo asociados a plantas de energías renovables debido al aumento del número de nuestros proyectos operativos. El aumento de los costes financieros durante el año 2021 se debió al efecto de la refinanciación de los Bonos 2020, que fueron pagados en su totalidad y cancelados tras la emisión de los Bonos 2021 en marzo de 2021. Debido al cambio sustancial en las condiciones de financiación, el Grupo tuvo que registrar bajo dichos costes financieros: (i) la formalización de la nueva financiación por importe de 1.234 miles de euros y (ii) el pago de los gastos de comisión de cancelación relacionados, que ascendieron a 1.375 miles de euros a 31 de marzo de 2021.

Finalmente, durante el año fiscal 2021, cambiamos nuestra estrategia de rotación de activos. Hasta el 31 de diciembre de 2021, las plantas de energía renovable se clasificaron como “Productos terminados” durante los primeros seis meses de operación y no se depreciaron a efectos contables hasta que se reclasificaron como “Propiedad, planta y equipamiento” después de los primeros seis meses de operación a partir de los cuales comenzaron a depreciarse. El impacto en nuestra cuenta de pérdidas y ganancias resultante de esta reclasificación se refiere a la posible depreciación de los activos en operación y que ha ascendido a 2.409 miles de euros de amortización adicional. Para más información ver “*Revisión Operativa y Financiera – Cambios en la contabilidad de las plantas de energía renovable como resultado del cambio en nuestra estrategia*”.

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022

A 31 de marzo de 2022, la ineficacia de los derivados ascendía a 3.934 miles de euros (positivos) en nuestra cuenta consolidada de pérdidas y ganancias, pero el cambio en el valor razonable de las Opciones Emitidas (como se explica en “*La volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados, deuda y capital como consecuencia de la valoración de nuestros PPAs sintéticos. La valoración de las Opciones Emitidas también puede afectar negativamente a nuestros resultados*”) dio lugar a un importe negativo de 9.492 miles de euros, lo que dio lugar a un importe neto en nuestra cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 5.558 miles de euros (negativo) en “Otras ganancias y pérdidas”.

Por otro lado, el patrimonio neto total consolidado del Grupo fueron afectados negativamente principalmente como consecuencia de las variaciones por un impacto negativo de 123.251 miles de euros. El patrimonio neto total consolidado del Grupo también se vio afectado por una pérdida neta de 8.259 miles de euros a consecuencia de no haber alcanzado un volumen de producción de electricidad que permitiera al Grupo generar beneficios operacionales. Todo ello ha dado lugar a un importe de patrimonio neto total consolidado negativo de 78.956 miles de euros al final del primer trimestre de 2022.

Para obtener información y explicación adicional sobre los derivados y las Opciones Emitidas, consulte a continuación “*La volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados, deuda y capital como consecuencia de la valoración de nuestros PPAs sintéticos. La valoración de las Opciones Emitidas también puede afectar negativamente a nuestros resultados*”.

Aunque esperamos que los beneficios generados por nuestras plantas en operación y, más adelante, nuestras plantas En Construcción y Pre-Construcción puedan mitigar los costes de materiales permitiéndonos obtener resultados positivos, podemos continuar incurriendo en pérdidas netas en el futuro debido a las razones mencionadas anteriormente, hasta que alcancemos tal volumen de producción de energía que nos permita obtener dicho beneficio de nuestra actividad. Además, otros conceptos o cambios en el entorno macroeconómico, la dinámica competitiva o la aprobación de nuevas leyes en materia regulatoria no favorables también pueden afectar nuestros resultados. En concreto, cabe destacar el aumento de las

tasas de inflación en los últimos meses así como el aumento previsto de los tipos de interés en los próximos meses, que tendrá un impacto directo en los costes financieros del Grupo como consecuencia del aumento de la deuda en 2021 y 2022.

1.1.2. La volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados, deuda y capital como consecuencia de la valoración de nuestros PPAs sintéticos. La valoración de las Opciones Emitidas también puede afectar negativamente a nuestros resultados

El Grupo utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir el riesgo de fluctuaciones en los precios de la electricidad en función de sus proyecciones, ya que dichas fluctuaciones pueden tener un impacto significativo en las ganancias de las empresas propietarias de los parques solares fotovoltaicos y eólicos en desarrollo. En concreto, en España todos nuestros PPAs son sintéticos. Ver “*Negocio–Cartera –Remuneración de la Cartera*”. Los PPAs sintéticos funcionan como un *swap* de precios de electricidad que cubren la venta de la electricidad producida por nuestros proyectos. Con la ejecución de este tipo de acuerdos, nos comprometemos a pagar el precio horario del mercado o *pool* (es decir, el precio del *pool*) en relación con una cantidad de energía eléctrica nominal de MWh establecida en los acuerdos de PPA (es decir, el precio *pool*) a cambio de un precio fijo por la misma cantidad teórica de MWh (es decir, liquidación por diferencias) durante un período de entre 10 y 15 años. Los PPAs se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha de celebración del contrato y, posteriormente, se vuelven a valorar a su valor razonable en cada fecha de notificación. La estimación del valor razonable de este tipo de derivados se realiza de acuerdo con las curvas de precios de la electricidad a largo plazo realizada por los expertos independientes entre la fecha de contratación y la fecha de reporte. La valoración y el rendimiento de nuestros PPAs sintéticos debido a la volatilidad del precio de la electricidad tienen un impacto directo en:

- nuestros activos y pasivos consolidados, cuando un derivado con un valor razonable positivo se reconoce como un activo financiero, mientras que un derivado con un valor razonable negativo se reconoce como un pasivo financiero, dependiendo de la valoración del derivado en cada fecha de liquidación; y
- nuestro patrimonio neto consolidado, como resultado del registro del cambio del valor razonable de los derivados, ya que la parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados de los PPAs se reconoce en otros “Ajustes de valoración-Reserva de Cobertura de Flujo de Caja”, limitado al cambio agregado en el valor razonable de la partida cubierta desde el inicio del derivado.

Sin embargo, estos PPAs sintéticos también pueden generar que se denomina “ineficacia”. Esta ineficacia se produce cuando el nominal (denominado en MWh) (*swap* real) no es totalmente coincidente en el nivel horario y el grado de apuntamiento en las curvas de precios de la electricidad proyectado por el proveedor de curvas independiente (*swap* hipotético) a partir de un determinado período de reporte (en nuestro caso, al final de cada año, y a los efectos del presente Folleto, también trimestral a 31 de marzo de 2022). La ganancia o pérdida relacionada con la parte ineficaz se reconoce inmediatamente en la cuenta de pérdidas y ganancias y se incluye en la partida “Otras ganancias y pérdidas”.

Además, en el marco de los 17 PPAs sintéticos suscritos con Endesa en diciembre de 2021 (por un periodo de 10 años a partir de 2023 y 2024), hemos concedido a Endesa cuatro opciones de compra para adquirir el 25% de nuestra producción de energía a precio fijo (26,50 €/MWh) entre los años 2034 y 2037 (el “**Opciones Emitidas**”). De acuerdo con los términos de las Opciones Emitidas, Endesa ejercerá cada Opción Emitida cuatro años antes de cada uno de los años (por ejemplo, para adquirir la energía producida en 2034, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2030; para adquirir la energía producida en 2035, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2031 y así sucesivamente).

A diferencia del PPA sintético, bajo las Opciones Emitidas, la electricidad se comercializa físicamente. Desde una perspectiva contable, los cambios en el valor razonable se registran en la partida “Otras ganancias y pérdidas” de nuestras cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, ya que no cumplen con los criterios para la contabilidad de cobertura.

Los cambios en el valor razonable de las Opciones Emitidas dependen de las curvas de precios de la electricidad (como los PPAs sintéticos) pero también de la evolución de los tipos de interés y su volatilidad implícita debido al largo plazo de las Opciones Emitidas hasta su finalización. En este sentido, describimos más adelante el impacto en términos de sensibilidad.

Así, a 31 de diciembre de 2021:

- El valor razonable de estos derivados (PPAs sintéticos y Opciones Emitidas) ascendió a 42.312 miles de euros y fue reconocido bajo “Derivados” de nuestros pasivos no corrientes. El Grupo también registró bajo “Derivados” de nuestro pasivo corriente un importe de 22.891 miles de euros, que corresponden a la liquidación de estos derivados correspondientes al segundo trimestre de 2021.
- Como consecuencia de la variación del valor razonable de los derivados (PPAs sintéticos), se registró un importe negativo de 32.188 miles de euros en “Ajustes por cambios de valor – Reservas de Cobertura de Flujos de Caja” de nuestro patrimonio neto consolidado.

- La ineficacia asociada a estos derivados (PPAs sintéticos) que ascendieron a 12.834 miles de euros (negativos), se reconoció en el resultado financiero.
- Además, en relación con el cambio de valor de las Opciones Emitidas, se reconocieron 94 mil euros (positivos) en “Otras ganancias y pérdidas” de nuestras cuentas de pérdidas y ganancias.

Asimismo, al 31 de marzo de 2022:

- El valor razonable de estos derivados (PPAs sintéticos y Opciones Emitidas) ascendió a 182.821 miles de euros y fue reconocido bajo “Derivados” de nuestros pasivos no corrientes. El Grupo registró bajo “Derivados” de nuestro pasivo corriente un importe de 17.080 miles de euros que corresponden a la liquidación de estos derivados correspondientes al primer trimestre de 2022.
- Como consecuencia a la variación del valor razonable de los derivados (PPAs sintéticos), se registró un importe negativo de 123.251 miles de euros en “Ajustes por cambios de valor – Operaciones de cobertura”, que tuvo un impacto negativo directo en nuestro patrimonio neto consolidado que ascendió a 78.956 miles de euros (negativo).
- La ineficacia asociada a estos derivados (PPAs sintéticos) que ascendieron a 3.934 miles de euros (positivos), se reconoció en el resultado financiero.
- Además, en relación con el cambio en el valor de las Opciones Emitidas, se reconoció un importe de 9.492 miles de euros (negativos) en la partida “Otras ganancias y pérdidas”.

En términos de sensibilidad, el análisis de sensibilidad a un aumento o disminución de 2 €/MWh en el *pool* de los precios a largo plazo en relación con el valor razonable de los PPAs sintéticos, implicarían un aumento o disminución de 21.174 miles de euros, respectivamente, en los pasivos del Grupo a 31 de marzo de 2022. Ambos impactos tendrían el mismo efecto en nuestro patrimonio neto consolidado debido a su consideración como instrumentos de cobertura (véase la Nota 10.1 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios No Auditados de marzo de 2022). El incremento o disminución del precio *pool* no genera ineficacia y, por tanto, no impacta nuestra cuenta consolidada de pérdidas y ganancias. En los mismos términos, respecto a las Opciones Emitidas, un aumento o disminución de 1 €/MWh en las curvas de precios de la electricidad a largo plazo implicaría un aumento o disminución de 1.000 miles de euros, respectivamente, en los costes financieros del Grupo por cambios en el valor razonable de las Opciones Emitidas.

Por lo tanto, la volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados futuros como consecuencia de la valoración y el rendimiento de nuestros PPAs sintéticos y Opciones Emitidas. En este sentido, esperamos que los rendimientos generados por nuestras plantas en operación y, más adelante, nuestras plantas En Construcción y Pre-Construcción puedan mitigar estos costes, sin embargo, no podemos asegurar que la volatilidad de los precios de la electricidad y el precio de los intereses, en el caso de las Opciones Escritas, no continúen impactando los resultados, la deuda y el capital del Grupo en el futuro como se ha explicado con anterioridad.

1.1.3. La presentación de la información financiera en las Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2020 y los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2019 refleja nuestra estrategia histórica con respecto a la rotación de activos y, como tal, no es representativa de nuestra información financiera del año finalizado en 2021 y en el futuro, y los inversores no deben basar ninguna decisión de inversión en ella.

Los inversores deben tener en cuenta que las Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2020 y los Estados Financieros Consolidados Auditados de 2019 reflejan la estrategia histórica de nuestra administración con respecto a la rotación y monetización de activos. Desde 2005 hemos seguido una estrategia de alta rotación de activos, en virtud de la cual vendimos las plantas de energía renovable que pusimos en operación (o participaciones mayoritarias en las mismas) a terceros (rotación de activos).

Sin embargo, desde 2021, comenzamos a cambiar nuestra estrategia para convertirnos en un IPP totalmente integrado y así mantener la plena titularidad o participaciones de control de la mayoría de las plantas de energía renovable que desarrollamos y ponemos en operación, con el fin de centrarnos en el negocio de venta de energía. No obstante lo anterior, continuaremos con una línea de negocio de rotación de activos en lo que respecta a los activos en desarrollo (que se espera que se vendan listos para construir (estado “RtB” (en inglés)) con el fin de optimizar nuestra cartera y apoyar nuestras necesidades de financiación para el desarrollo, aunque no esperamos vender ningún activo aparte de los que se transferirán en el contexto de la Operación Bruc, hasta que la Operación Bruc se complete. Las Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2021 y los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados No Auditados de marzo de 2022 ya reflejan nuestra nueva estrategia comercial.

Las ventas de energía no han tenido un papel significativo en nuestros ingresos consolidados en 2020 y 2019, sin embargo, ha habido un aumento sustancial junto con el año 2021. La línea de negocio de “venta de energía y otros” representó el 95%, 75%, 8% y 3% de nuestros ingresos para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, y para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Véase la Nota 15.1 de nuestros Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados No Auditados de marzo de 2022, la Nota 18.1 de nuestras Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2021 y nuestras Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2020 y la Nota 17.1 de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados de 2019. Esperamos que las ventas de energía sigan aumentando en el futuro, a medida que desarrollamos nuestra cartera de proyectos y nuestra cartera de plantas se hace más grande y se pone en operación. Las ventas de energía son una función del precio de venta promedio por MWh vendido y el volumen de electricidad generada. En consecuencia, la rentabilidad del negocio de generación de energía en general se ve afectada por la evolución del precio de venta de la electricidad y, por tanto, dicha evolución puede afectar al atractivo de futuros proyectos de energías renovables así como al valor contable y de mercado de nuestros activos existentes.

Adicionalmente, como consecuencia de la transformación de nuestro modelo de negocio en un IPP, se ha producido una reclasificación de nuestras plantas de energía renovable a “Propiedad, planta y equipamiento” a 31 de diciembre de 2021 (que a 31 de diciembre de 2020 se clasificaron como “Productos terminados”). Como resultado de esta reclasificación, tales plantas se amortizan durante su vida útil restante y se deprecian para fines contables. Esta reclasificación tiene un impacto en nuestro estado de pérdidas y ganancias en lo que respecta a la posible depreciación de estos activos. Este cambio en la estrategia de facturación también afecta a los proyectos En Construcción y Pre-Construcción, ya que los costes incurridos en las fases de desarrollo y construcción de estas plantas se están capitalizando e incluyendo en “Propiedad, planta y equipamiento en Construcción”. A 31 de diciembre de 2021, las plantas y equipos registrados en “Inventarios – Trabajo en progreso” son las plantas en desarrollo, que se venderán bajo la Operación Bruc. Para obtener información adicional, consulte “Revisión Operativa y Financiera – Factores Clave que Afectan la Comparabilidad de nuestra Situación Financiera y Resultados de Operaciones – Cambios en la contabilidad de las plantas de energía renovable y los acuerdos de financiación asociados con estas plantas tras un cambio en nuestra estrategia de rotación de activos”. Adicionalmente, a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, los acuerdos de financiación asociados a las plantas de energías renovables han sido reclasificados de acuerdo con su vencimiento contractual, ya sea como pasivos no corrientes o corrientes. De acuerdo con nuestro modelo de negocio anterior, dichas financiaciones se clasificaron como deuda a corto plazo independientemente de su vencimiento contractual, ya que las plantas estaban destinadas a ser vendidas como parte de nuestra estrategia histórica de rotación de activos.

Como resultado del cambio reciente mencionado anteriormente en nuestro modelo de negocio, es difícil predecir el probable rendimiento futuro de nuestro negocio. Dado el limitado historial operativo de nuestro nuevo modelo de negocio, nuestros posibles inversores no podrán confiar en nuestra información financiera histórica o en cualquier otro dato financiero para evaluar las perspectivas de nuestro negocio o los méritos de una inversión en las Acciones Ofertadas.

1.1.4. Es posible que no podamos implementar con éxito nuestra estrategia comercial para convertirnos en un IPP a gran escala y lograr nuestro ambicioso plan de crecimiento. Nuestra capacidad bruta instalada actual es de c.584 MW y nuestra capacidad En Construcción es de 1.002 MW, sumando un total de c.1.586 MW en operación y En Construcción. Nuestro objetivo para 2025 es alcanzar una capacidad bruta de 3,3 GW de activos en operación y En Construcción, lo que significa más que duplicar nuestra capacidad instalada bruta en operación y En Construcción y aumentar nuestra capacidad operativa real en c.6x.

Como se describe con mayor detalle en “Negocio”, hemos estado embarcados desde 2021 en un viaje de transformación de un desarrollador y operador totalmente integrado de plantas de energía renovable a un IPP completo a gran escala en Europa, Estados Unidos y Latam. A la fecha de este Folleto, hemos logrado convertirnos en un jugador del mercado IPP de renovables totalmente integrado centrado en la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre. Sin embargo, es posible que no podamos completar con éxito la transformación en un IPP totalmente independiente a gran escala dentro del plazo esperado. Cualquier eficiencia operativa o aumento de la rentabilidad que esperamos obtener de dicha transformación puede diferir materialmente de nuestras expectativas, y cualquier sinergia, ahorro de costes o mejora de productividad que realicemos puede ser contrarrestada, en su totalidad o en parte, por reducciones en los ingresos o por aumentos en los gastos.

Como parte de nuestro viaje para convertirnos en un IPP a gran escala totalmente integrado con una cartera de productos en propiedad de alta calidad, tenemos un ambicioso plan de crecimiento respaldado por una cartera de proyectos potenciales con una capacidad instalada objetivo bruta potencial agregada de c.9,7 GW. Hemos establecido ciertos criterios y procedimientos para clasificar nuestros proyectos potenciales, que se componen de proyectos Farm-Down, Fase Avanzada, Fase Inicial y Oportunidades Identificadas (Ver “Negocio: Cartera de Proyectos”). Estos criterios y procedimientos se utilizan con fines de planificación interna y no han sido verificados por terceros. Nuestra cartera de proyectos no es una medida auditada y no existen principios generalmente aceptados para su cálculo. Además, nuestra definición y clasificación de proyectos de la cartera de proyectos puede no ser necesariamente la misma que las utilizadas por nuestros competidores. Como resultado, cualquier cifra u otros datos proporcionados en este Folleto con respecto a nuestra cartera de proyectos

pueden no ser comparables a la información reportada por otras compañías con respecto a su cartera de proyectos. Además, dada su naturaleza dinámica, nuestra cartera de proyectos está sujeta a cambios y ciertos proyectos clasificados en una determinada categoría de la cartera de proyectos podrían reclasificarse en otra categoría de la cartera de proyectos o podrían dejar de perseguirse en caso de que ocurran eventos inesperados.

La siguiente tabla muestra cierta información clave sobre nuestros proyectos de la cartera de proyectos, basada en nuestras expectativas y nuestros criterios de categorización de la cartera de proyectos, incluida la probabilidad de su finalización. Como se indica a continuación, aproximadamente el 50% de nuestros proyectos de la cartera de proyectos se clasifican como Oportunidades Identificadas, la fase más incipiente de nuestra cartera de proyectos. Puede ser que otros grupos o empresas estén interesados en los mismos proyectos y busquen emprenderlos.

Cartera de Proyectos (en MW)					
	Farm-Down ¹	Fase Avanzada	Fase Inicial	Op. identificada	Total
	1,101	1,737	2,569	5,395	10.802 MW
	10%	16%	24%	50%	100%
Probabilidad de finalización	> 80%	50% - < 80%	30% - < 50%	10% - < 30%	

Los proyectos de la Cartera de Proyectos clasificados como proyectos de Fase Avanzada (que tienen una capacidad instalada objetivo bruta agregada de c.1,7 GW) incluyen nuestros proyectos de la cartera de proyectos más maduros que esperamos implementar a corto y mediano plazo (esto es, de 2023 a 2025). No todos los proyectos de Fase Avanzada o proyectos adicionales bajo nuestra cartera están previstos bajo nuestro Objetivo 2025 y, en estos casos, para desarrollar completamente cualquiera de estos proyectos cuando alcancen el estado de RtB, tendremos que evaluar y buscar fuentes de fondos adicionales (ya sea en forma de financiación o capital) aparte de nuestros fondos disponibles en ese momento.

Tenemos la intención de utilizar los ingresos netos de la Oferta para financiar parcialmente la parte de capital de los gastos de capital asociados con el desarrollo de nuestro objetivo para 2025, que es alcanzar una capacidad bruta de 3,3 GW de activos en operación y En Construcción (el "**Objetivo 2025**") lo que significa más que duplicar nuestra capacidad bruta instalada y En Construcción actual y aumentar nuestra capacidad operativa real en c. 6x. Estimamos que para alcanzar nuestro Objetivo 2025, teniendo en cuenta un uso total promedio de c. 750,000 euros por MW, las necesidades totales de fondos de expansión ascenderían a aproximadamente 2.037 millones de euros teniendo en cuenta la necesidad de agregar 2.716 MW a los 584 MW ya operativos para alcanzar el Objetivo 2025. Esperamos que esta nueva capacidad se ejecute a través de la finalización de 1.002 MW actualmente En Construcción, la ejecución de los 783 MW en Pre-Construcción y otros 931 MW que esperamos provengan de los proyectos de Fase Avanzada y / o Proyectos de Fase Inicial.

Para obtener información adicional sobre nuestra estimación de fuentes para cubrir nuestra necesidad de fondos de capital y deuda asociados con el desarrollo de nuestro Objetivo 2025, consulte "*Razones para la Oferta y el Uso de los Ingresos*".

Por lo general, buscamos financiar los gastos de capital y los requisitos de inversión asociados con la ejecución de sus proyectos a través de una combinación de (i) financiación de proyectos (financiación sin recurso) a nivel de las sociedades vehículo de los proyectos ("**SPV**" (en inglés)) (c.70%) y (ii) capital financiado por nosotros a través de nuestros propios fondos o fondos recaudados de terceros (c.30%). Por lo tanto, esperamos que las necesidades de financiación de proyectos para la ejecución de dichos proyectos asciendan a aproximadamente 1.426 millones de euros y que las necesidades de fondos de capital asciendan a aproximadamente 611 millones de euros.

Los ingresos netos de la Oferta de aproximadamente 190.000 miles de euros permitirían la financiación de una parte sustancial (aproximadamente c.31%) de los requisitos de fondos de capital de expansión total antes mencionados. El saldo de aproximadamente 421.000 miles de euros, lo que representa el c. 69% de los requisitos totales del fondo de capital de expansión, se espera que se financie con:

¹ Esta categoría entra en la cartera de proyectos porque incluye activos que se espera que se transfieran una vez que se alcance su estado de RtB y, por lo tanto, no contribuyen a nuestro Objetivo 2025 (es decir, una capacidad bruta de 3,3 GW de activos en operación y En Construcción). A la fecha de este Folleto, los únicos activos que entran en la categoría Farm-Down son los incluidos en la Operación Bruc.

- nuestro efectivo no restringido existente a la fecha de Admisión sin tener en cuenta los ingresos netos de la Oferta (que se espera que ascienda a aproximadamente 190.000 miles de euros) que a 30 de junio de 2022 asciende a aproximadamente 39.796² miles de euros;
- los flujos de caja libres estimados después del servicio de la deuda que esperamos generar con nuestra cartera existente de plantas de energía renovable y proyectos de la cartera de proyectos a medida que alcancen progresivamente el *Commercial Operation Date* (“**COD**” (en inglés)) durante los próximos tres años (a la fecha de este Folleto, solo nuestros activos operativos, que representan c. 584 MW de capacidad bruta han alcanzado COD, para obtener más detalles sobre nuestros activos En Construcción, Pre-construcción y Fase Avanzada, consulte “*Negocio – Cartera*” y “*Negocio – Cartera de Proyectos*”);
- financiación corporativa adicional de terceros que esperamos obtener de nuestro acceso a los mercados internacionales de deuda, así como fuentes de financiación bancaria e institucional, todo lo cual complementaría nuestras necesidades de financiación a nivel corporativo a medida que crezcamos en tamaño. En cuanto a la financiación corporativa, destacamos el importe de los Bonos 2022 que estará pendiente de ser desembolsado (y estará disponible para su desembolso) tras la refinanciación de los Bonos 2021 (c. 106.300 miles de euros); y
- la cantidad de efectivo que se espera recibir de nuestra estrategia de rotación selectiva de activos en desarrollo en un estado RtB, como la Operación Bruc (que, bajo ciertos supuestos, asciende a 116.679 miles de euros. Ver “*Contratos Materiales – Operación Bruc*”), incluida la posibilidad de enajenación de participaciones minoritarias. Se espera que la rotación de activos sea una actividad complementaria al negocio de venta de energía y, como tal, represente solo una fuente alternativa para recaudar fondos para que el Grupo cumpla con nuestros requisitos de fondos de expansión y optimice nuestra cartera. En particular, nuestro objetivo es mantener un cierto nivel de rotación de activos (más allá de la venta ya comprometida en virtud de la Operación Bruc), con el objetivo de vender en promedio entre 150-250 MW / año de activos en desarrollo, que se espera que se vendan en RtB, después de que se haya completado la Operación Bruc. Sin embargo, no esperamos vender ningún activo aparte de los que se transferirán en el contexto de la Operación Bruc, hasta que la Operación Bruc se complete.

A partir de la fecha de este Folleto, esperamos que nuestros proyectos en Pre-Construcción tengan un acceso favorable a la financiación de proyectos, sin embargo, no podemos asegurar que las perspectivas de financiación no cambien. El acceso a la financiación es mayor para los proyectos respecto de los cuales se han firmado o se espera que se firmen PPAs con condiciones financieras que para los proyectos que están más expuestos a los precios comerciales. Para obtener información adicional sobre los posibles términos y condiciones específicos de nuestra deuda externa a nivel de la SPV del proyecto, consulte “*Objetivos Potenciales de Negocio a Medio Plazo*”.

Como se indicó anteriormente, con respecto a la capacidad de nuestros proyectos en Fase Avanzada y el resto de la cartera no prevista en nuestro Objetivo 2025, no disponemos de fondos a la fecha de este Folleto para desarrollarlos. Para desarrollar completamente cualquiera de estos proyectos cuando alcancen el estado RtB, tendremos que evaluar y buscar fuentes de fondos adicionales (ya sea en forma de financiación o capital) aparte de nuestros fondos disponibles en ese momento. En este sentido, si no somos capaces de acceder con éxito a los fondos pertinentes necesarios, es posible que no podamos proceder con el desarrollo de tales proyectos y su capacidad.

La implementación de nuestra estrategia comercial y plan de crecimiento puede ser más costosa, consumir más tiempo y recursos de lo previsto y puede ejercer una presión considerable sobre nuestros procesos y capacidades internas, así como estar sujeta a retrasos fuera de nuestro control (es decir, permisos, interrupciones de la cadena de suministro, etc.). Si no somos capaces de gestionar estos cambios de manera efectiva, es posible que no podamos aprovechar las oportunidades del mercado, ejecutar nuestra estrategia comercial con éxito o responder a las crecientes presiones competitivas (ver “—*Riesgos Relacionados con nuestra Industria—La competencia en el mercado de las energías renovables es cada vez más intensa y puede afectarnos negativamente*”). Nuestra capacidad para ejecutar nuestra cartera de proyectos depende, entre otros factores, de nuestra capacidad para satisfacer nuestras necesidades operativas y de financiación para completar cada proyecto, así como del éxito del desarrollo y construcción de cada proyecto (ver “*Es posible que no completemos el desarrollo de nuestros proyectos de la cartera de proyectos según lo planeado o en absoluto, y que no podamos asegurar los PPAs financiados.*”). Además, nuestra cartera se basa en proyecciones internas y puede estar sujeta a ajustes inesperados, cancelaciones e incertidumbre durante las fases de desarrollo y, por lo tanto, puede no ser un indicador preciso o fiable de nuestros ingresos o ganancias futuras. La falta de ejecución de nuestra cartera de proyectos podría afectar material y negativamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

² Esta cifra no ha sido auditada ni revisada por los auditores legales.

Además, las condiciones adversas recientes han provocado que la inflación se mantenga en niveles muy altos en 2022, lo que puede afectarnos negativamente debido a un posible aumento en nuestros costes de terreno, materiales y mano de obra, lo que reduciría nuestros márgenes de ganancia y podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, resultados de operaciones, situación financiera y perspectivas.

Finalmente, la falta de implementación exitosa de nuestro nuevo modelo de negocio puede tener un efecto adverso material en nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera y las perspectivas.

1.1.5. Es posible que no completemos el desarrollo de nuestros proyectos de la cartera de proyectos según lo planeado o en absoluto, y que no podamos asegurar PPAs financiables.

El desarrollo de una planta de energía renovable implica un proceso multifásico que consta de tres grandes fases: i) el desarrollo en fase inicial, que suele durar de seis a nueve meses; ii) la autorización, que suele tardar de 18 a 24 meses; y iii) el desarrollo de la fase final, que incluye fases que tienen lugar a lo largo de todo el proceso de desarrollo. Estas fases pueden ocurrir en secuencias variables y a menudo simultáneamente, con variaciones en cada país o región dependiendo de las oportunidades, restricciones, régimen regulatorio y otras características de cada mercado.

Dedicamos un tiempo significativo al desarrollo del proyecto, incluida la identificación inicial del emplazamiento, la obtención de los terrenos y los permisos de los terrenos, la financiación de estudios ambientales y urbanísticos de terceros y evaluaciones técnicas (incluso relacionadas con el acceso a la red eléctrica). En el curso del desarrollo, podemos descubrir problemas o encontrar dificultades con los proyectos, incluidos, entre otros, los siguientes (i) dificultades para obtener y mantener permisos, licencias y aprobaciones gubernamentales requeridos por las leyes y regulaciones existentes o regulaciones imprevistas adicionales, lo que puede llevar a retrasos en el desarrollo de un proyecto, denegación de los permisos o reducción de la capacidad instalada prevista del proyecto o retrasos en la obtención de la conexión final a la red; (ii) podemos encontrar dificultades para asegurar una propiedad adecuada con suficientes recursos solares o eólicos a un precio aceptable o en absoluto, debido, por ejemplo, a la mayor competencia con otras compañías de energía renovable para obtener propiedades de alto potencial y / o la oposición de las comunidades locales; y (iii) nuestras evaluaciones iniciales de la idoneidad del emplazamiento pueden basarse en suposiciones que resultan ser incorrectas, o pueden surgir problemas imprevistos con respecto a la tierra o el terreno para un proyecto. Para obtener más información sobre los problemas o dificultades que podemos encontrar durante las fases de desarrollo, consulte "*Negocios-Nuestra Cadena de Valor Totalmente Integrada —Desarrollo*". Los proyectos bajo la cartera de proyectos son a menudo complejos y extensos en alcance, y están sujetos a incertidumbres significativas, como resultado de lo cual es posible que no podamos completarlos según lo planeado o en absoluto.

Las circunstancias anteriores pueden dificultar que obtengamos los PPAs a los que aspiramos para dichos proyectos, obtener financiación en condiciones que permitan una rentabilidad suficiente o lograr los rendimientos de la inversión deseados. En ciertos casos, esto podría llevar a un aplazamiento o abandono del proyecto y resultar en la depreciación o amortización de los gastos de desarrollo, ya que, por ejemplo, para que un activo específico caiga en la categoría de Pre-Construcción (cartera) necesitamos tener visibilidad sobre los ingresos futuros del activo al tener una solución de compra en su lugar o un esquema de remuneración decidido o acordado que no siempre tenemos. Estimamos que la probabilidad de finalización de nuestros proyectos es de más del 80% para nuestros proyectos de Farm-Down, del 50% a menos del 80% para nuestros proyectos de Fase Avanzada, del 30% a menos del 50% para nuestros proyectos de Fase Inicial y del 10% a menos del 30% para nuestros proyectos de Oportunidades Identificadas. Las amortizaciones registradas en "*Cambios en los inventarios de productos terminados y trabajos en curso*" para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, ascendió a 506 mil euros, ya que el valor bruto del proyecto previamente deteriorado se canceló durante el año. Las amortizaciones registradas para los años 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 ascendieron a 2.711 miles de euros y 2.685 miles de euros, respectivamente, y correspondieron a costes incurridos en desarrollos de plantas solares en una fase muy inicial que finalmente se han considerado inviables y, por tanto, abandonados. Para más información sobre las amortizaciones registradas en "*Cambios en los inventarios de productos terminados y trabajos en curso*", véase la Nota 13 de nuestras Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2021, nuestras Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas de 2020 y nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados de 2019.

Además, el desarrollo de plantas de energía renovable a menudo requiere que hagamos pagos iniciales significativos por, entre otras cosas, derechos sobre los terrenos y permisos antes de comenzar la construcción, y los ingresos de estos proyectos pueden no reconocerse durante varios meses o años adicionales después de la firma del contrato. Cualquier incapacidad, o retrasos significativos, en la celebración de los PPAs después de realizar dichos pagos por adelantado podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Además, podemos vernos limitados en nuestra capacidad de simultáneamente financiar nuestras otras operaciones comerciales e invertir en otros proyectos.

Además, es posible que los términos de los PPAs se vuelvan más estrictos con el tiempo. Nuestro objetivo es definir y acordar el esquema de remuneración antes de entrar en la financiación del proyecto, ya que, según nuestra experiencia, los términos y condiciones de dicha financiación del proyecto pueden ser más favorables si se define el esquema de remuneración y las entidades financiadoras tienen visibilidad sobre los ingresos de la planta de energía renovable.

Por lo tanto, el valor y la viabilidad de nuestros proyectos dependen de nuestra capacidad para vender la electricidad que producirán los proyectos bajo los PPAs celebrados con contrapartes solventes a niveles de precios y financiación adecuados (incluidos sus términos y condiciones y, especialmente, la proporción de contribución de capital). Si bien, a la fecha de este Folleto, creemos que nuestras plantas se benefician de PPAs con términos financieros, en el futuro puede que firmemos PPAs con términos menos atractivos, lo que a su vez podría afectar los términos y condiciones bajo los cuales obtenemos financiación de nuevos proyectos. Ver “—Riesgos Relacionados con nuestra Situación financiera y Necesidades de Financiación—Dependemos de la obtención de financiación de diversas fuentes, en particular la financiación de la deuda externa, para el desarrollo y construcción de nuestras plantas de energía renovable”. Como cuestión colateral, los precios más bajos de los PPAs pueden reducir la oferta de deuda para la financiación de proyectos y, por lo tanto, aumentar potencialmente la aportación de fondos requerida, lo que repercutiría en la rentabilidad de nuestro proyecto.

Si no podemos asegurar un PPA o no podemos hacerlo en términos suficientemente favorables, podríamos no poder asegurar la financiación del proyecto en absoluto, o es posible que solo se nos ofrezca financiación en términos desfavorables. En tales casos, podemos mantener el proyecto relevante en nuestra cartera de proyectos e intentar asegurar un PPA posteriormente, pero no puede haber garantía de que tendremos éxito al hacerlo y podemos incurrir en costes provisionales adicionales para el mantenimiento de proyectos que tal vez nunca se construyan. La falta de construcción de tales proyectos resultará en amortizaciones de los costes de desarrollo relevantes y podría afectar material y negativamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.1.6. Nuestras operaciones globales y nuestra estrategia de expansión internacional nos exponen a riesgos legales, operativos y de otro tipo asociados con operaciones internacionales, como varios tipos de cambio de divisas.

A la fecha de este Folleto, la capacidad bruta de nuestros activos operativos, En Construcción y Pre-Construcción, así como la capacidad bruta potencial instalada objetivo restante de nuestra cartera de proyectos se divide geográficamente tal y como se establece en la siguiente tabla:

País	En Operación	En Construcción	Pre-Construcción	Farm-Down	Fase Avanzada	Fase Inicial	Op. identificadas	Total
España	45%	90%	31%	100%	39%	0%	27%	35%
Italia	1%	-	-	-	30%	0%	7%	7%
Polonia	-	-	-	-	0%	12%	13%	8%
REINO UNIDO	-	-	-	-	7%	6%	10%	6%
Francia	-	-	-	-	0%	0%	3%	1%
EUROPA	46%	90%	31%	100%	76%	18%	60%	57%
ESTADOS UNIDOS		10%	28%		0%	60%	25%	24%
México	25%	-	-	-	0%	7%	0%	3%
Chile	29%	-	41%	-	24%	15%	8%	13%
Colombia	-	-	-	-	0%	0%	6%	3%
LATAM	54%	0%	41%	0%	24%	22%	15%	18%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nuestras operaciones internacionales existentes y nuestra estrategia de expansión nos exponen a una serie de riesgos derivados de operar en nuevos mercados y gestionar operaciones internacionales, incluidos, entre otros, los siguientes (i) nuestra experiencia, conocimiento y ventajas competitivas en nuestros mercados clave actuales pueden no ser totalmente transferibles a otros mercados; (ii) especificaciones técnicas, leyes o reglamentos que restrinjan el acceso a la red de distribución de electricidad; (iii) una mayor exposición a disputas, litigios u otros procedimientos (incluidos procedimientos legales, administrativos, gubernamentales, regulatorios o de arbitraje), que podrían desviar la atención de la administración, dar lugar a daños o resultar en resultados y acuerdos desfavorables para nosotros; y (iv) el incumplimiento de la observancia y el seguimiento de una amplia variedad de leyes, normas legales y regulaciones extranjeras, incluidas las formalidades mercantiles, las restricciones a la exportación e importación, la regulación laboral, la zonificación, la protección ambiental y los requisitos reglamentarios. Para obtener más información sobre los riesgos derivados de nuestras operaciones internacionales existentes y nuestra estrategia de expansión, consulte “Negocios-Cartera”.

Cualquier incumplimiento de las leyes y regulaciones anticorrupción aplicables podría resultar en multas sustanciales, sanciones civiles o penales y daños a la reputación que podrían impactar negativamente en el coste o la disponibilidad de

financiación para proyectos o afectar sustancial y adversamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio.

Además, nuestra expansión internacional y nuestro creciente volumen de negocio fuera de España nos exponen a cambios en diversos tipos de cambio. En particular, generamos ingresos y/o incurrimos en gastos en monedas distintas al euro, principalmente en dólar estadounidense, peso chileno y peso mexicano, por lo que las fluctuaciones en las monedas extranjeras en relación con el euro impactan nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. El precio de venta de la energía bajo nuestros PPAs sintéticos correspondientes a nuestras plantas en España se fija en euros, el precio de venta de la energía bajo nuestros PPAs en Chile se fija en dólares estadounidenses y se paga en pesos chilenos (basado en el tipo de cambio a la fecha de pago), y el precio de venta de la energía bajo nuestros PPAs en México se fija en pesos mexicanos, pero está sujeto a ajustes basados en el evolución del tipo de cambio del peso mexicano frente al dólar estadounidense. Si bien buscamos que los ingresos que obtenemos de las plantas ubicadas fuera de la zona euro estén denominados en divisas estables o vinculados a divisas estables (como el dólar estadounidense), seguimos expuestos a las fluctuaciones de las monedas locales en lo que respecta a los precios comerciales (es decir, la producción de energía no cubierta por los PPA) y nuestra deuda en moneda extranjera. Esta exposición puede aumentar aún más a medida que continuamos creciendo internacionalmente.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el efecto de la conversión de las transacciones en moneda extranjera reconocidas en la cuenta de pérdidas y ganancias ascendió a 1.679 miles de euros (positivo), mientras que el efecto de la conversión de los estados financieros en moneda extranjera reconocida en patrimonio neto ascendió a 6.496 miles de euros (efecto negativo). A 31 de diciembre de 2021, una variación al alza del 10% en el tipo de cambio estadounidense, que es la moneda extranjera más relevante a la que está expuesto el Grupo, habría dado lugar a un incremento, de aproximadamente 369 miles de euros (ganancia) en la cuenta de pérdidas y ganancias y de aproximadamente 807 miles de euros (efecto positivo) en el patrimonio neto. Por el contrario, una variación a la baja del 10% en el tipo de cambio de Estados Unidos habría dado lugar a una disminución, respectivamente, de aproximadamente 451 miles de euros (pérdidas) en la cuenta de pérdidas y ganancias y, de aproximadamente, 986 miles de euros (efecto negativo) en el patrimonio neto.

No se puede garantizar que nuestra estrategia de expansión internacional tenga éxito. La falta de gestión exitosa de los riesgos asociados con nuestra expansión internacional puede tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio.

1.2. Riesgos relacionados con nuestra situación financiera y necesidades de financiación

1.2.1. Tenemos un endeudamiento sustancial que limita nuestra flexibilidad operativa. La no ejecución de los nuevos acuerdos de financiación que se están negociando actualmente puede afectar al desarrollo y a la consecución de nuestro Objetivo 2025.

Tenemos un endeudamiento sustancial y requerimos una cantidad significativa de efectivo para pagar nuestra deuda, lo que puede limitar la escala de nuestras inversiones futuras y, por lo tanto, limitar nuestras perspectivas de crecimiento a largo plazo y posibles distribuciones de dividendos a partir de 2025. A 31 de marzo de 2022, nuestro pasivo corriente, que incluye, entre otros, las líneas de financiación de proyectos asociados a nuestras plantas, ascendía a 118.098 miles de euros, mientras que nuestro pasivo no corriente, que incluye, entre otros, nuestros instrumentos de deuda y otros valores negociables, ascendía a 604.732 miles de euros.

Nuestra deuda pendiente ha aumentado progresivamente en los últimos tres años (y parte de 2022) a medida que el tamaño de nuestra cartera ha crecido. Nuestro pasivo no corriente total creció de 56.160 miles de euros al cierre de 2019 a 84.698 miles de euros al cierre de 2020, 458.562 euros al cierre de 2021 y 604.732 miles de euros a 31 de marzo de 2022, mientras que nuestro pasivo corriente disminuyó de 164.965 miles de euros a finales de 2019 a 155.628 miles de euros a finales de 2020, 124.445 miles de euros a cierre de 2021 y 118.098 miles de euros a 31 de marzo de 2022.

Desde el 31 de marzo de 2022 hasta la fecha de este Folleto, nuestro endeudamiento ha aumentado debido al programa de papel comercial verde registrado en el Mercado Alternativo de Renta Fija ("MARF") (a la fecha de este Folleto, hemos levantado papeles comerciales en el marco del Programa MARF por un importe de 7.000 miles de euros en mayo de 2022).

Además, en el futuro nuestro endeudamiento puede aumentar si disponemos de recursos adicionales de endeudamiento como: (i) nuestros Bonos 2022, (ii) la Financiación BBVA de Proyecto, actualmente en negociación con BBVA y el Banco Europeo de Inversiones incluyendo un préstamo a plazo con un importe principal de c. 300.000 miles de euros de deuda senior, una línea de garantía de 28.000 miles de euros (que se puso a disposición a finales de 2021, tras la firma de los PPA) y una línea de crédito de 17.000 miles de euros para cubrir la cuenta de reserva del servicio de la deuda a 6 meses, que esperamos cerrar durante el mes de julio de 2022; y (iii) la carta de compromiso firmada con ING el 13 de mayo de 2022 por un importe de 93 millones de euros de deuda sénior, 4 millones de euros de línea de garantía de PPA y una línea de crédito

de 7 millones de euros para cubrir una cuenta de reserva de servicio de deuda a 6 meses que esperamos cerrar durante el mes de julio de 2022. Sin embargo, no podemos asegurar que: (i) firmaremos la Financiación BBVA de Proyecto; (ii) cerraremos la financiación bajo el Mandato ING en los términos mencionados en este Folleto; o (iii) desembolsaremos el correspondiente importe bajo la primera emisión de los Bonos 2022 dentro del plazo esperado o incluso cerramos dichas financiaciones, en cuyo caso, esto impactará en el desarrollo y ejecución del Objetivo 2025.

Una vez cerrada la Financiación BBVA de Proyecto y la financiación en el marco del Mandato ING y la primera emisión bajo los Bonos 2022 sea llevada a cabo, se comunicarán mediante la publicación de otra nota informativa relevante (*comunicación de otra información relevante*). La ejecución o el cierre de los mencionados nuevos contratos de financiación en negociación no está sujeta a la Admisión.

Nuestro endeudamiento total creció de 149.394 miles de euros al cierre de 2019 a 182.647 miles de euros al cierre de 2020, 490.182 miles de euros al cierre de 2021 y 629.829 miles de euros a 31 de marzo de 2022. Además, nuestros costes financieros totales han aumentado significativamente ya que nuestra deuda pendiente ha crecido de 3.636 miles de euros a finales de 2019 a 7.638 miles de euros a finales de 2020, a 16.909 miles de euros a finales de 2021. Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, nuestros costes financieros ascendieron a 3.656 miles de euros.

Además, nuestro capital de trabajo^(APM) ascendieron a 93.525 miles de euros, 105.645 miles de euros, 21.750 miles de euros y un importe negativo de 1.448 miles de euros a 31 de diciembre de 2019, 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre de 2021 y 31 de marzo de 2022 respectivamente.

Nuestra cantidad significativa de endeudamiento puede tener un impacto en el desarrollo de nuestro negocio, incluyendo, por ejemplo, nuestra incapacidad para llevar a cabo proyectos que consideraríamos beneficiosos para nuestra estrategia de crecimiento de cartera.

Pactos y valores bajo nuestra deuda financiera existente

- Acuerdos de financiación de proyectos

Cada acuerdo de financiación contiene pactos financieros y no financieros que son vinculantes para el proyecto SPV correspondiente y que debemos observar al administrar nuestros recursos financieros y al planificar o reaccionar a los cambios en el capital o los gastos operativos en nuestro negocio. En general, nuestros acuerdos de financiación requieren que el proyecto SPV correspondiente cumpla con un ratio mínimo de cobertura del servicio de la deuda ("*debt service coverage ratio*" o "**DSCR**" (en inglés)) (1,0x, 1,05x o 1,10x dependiendo del acuerdo). El acuerdo de financiación típico también impone restricciones a las distribuciones de fondos a los accionistas y a los reembolsos de los anticipos en cuenta corriente, incluido el cumplimiento de un DSCR de "bloqueo", que generalmente se establece en un nivel más alto que el DSCR mínimo (1,10x, 1,20x o 1,25x dependiendo del acuerdo). Ciertos acuerdos de financiación también imponen ratios mínimos de capital a endeudamiento y de endeudamiento a capital. En general, los acuerdos de financiación también contienen obligaciones de financiar un depósito mínimo en una cuenta de reserva del servicio de la deuda ("**DSRA**") (generalmente una cantidad igual a seis meses de servicio de la deuda) antes de hacer cualquier distribución. También contienen supuestos de incumplimiento que permiten a los prestamistas acelerar el préstamo en caso de que no se efectúe un pago de intereses o capital en la fecha de pago relevante, o en el caso de otros eventos, como el incumplimiento del DSCR mínimo. Los prestamistas también pueden acelerar el préstamo tras un cambio de control (como se defina en el acuerdo de financiación pertinente, que generalmente incluye, mientras la planta está En Construcción, cualquier cambio en la participación directa de la SPV (que puede ser propiedad de una empresa del Grupo con o sin socio) y, mientras la planta está en operación, un cambio del accionista mayoritario a nivel de Otras Producciones de Energía Fotovoltaica, S.L. Unipersonal).

Además, estos acuerdos de financiación generalmente contienen disposiciones de incumplimiento cruzado que permiten a los prestamistas acelerar el reembolso si la SPV del proyecto impaga su propia deuda (más allá de ciertos umbrales) o en caso de quiebra. Los acuerdos de financiación también contienen generalmente disposiciones que limitan la capacidad de endeudamiento de la SPV del proyecto, así como disposiciones negativas en materia de promesas. Los acuerdos de financiación concertados por las SPVs de los proyectos también contienen requisitos de presentación de informes, divulgación y presentación de documentos. Por último, algunos de estos acuerdos de financiación pueden incluir un paquete de garantías tales como pignoraciones sobre las participaciones sociales de la SPV del proyecto, derechos de crédito derivados de determinados acuerdos de proyecto celebrados por la SPV del proyecto y/o derechos de crédito derivados de determinadas cuentas bancarias propiedad de la SPV del proyecto.

A la fecha de este Folleto, creemos que cumplimos con dichos términos. Sin embargo, nuestro incumplimiento de dichos términos podría resultar en un impago de la deuda de un proyecto con consecuencias adversas como el bloqueo de las distribuciones del proyecto, el aumento de los costes o incluso la aceleración de la deuda del proyecto. En ausencia de un

acuerdo de renuncia o reestructuración, que potencialmente podríamos solicitar si es necesario, esto podría resultar en que los prestamistas adquieran los activos garantizados o el capital (incluida nuestra participación en la propiedad de la SPV del proyecto afectado), o que nosotros u otras entidades de nuestro Grupo tengamos que hacer un pago para evitar que los acreedores de la SPV del proyecto incumplidora ejecuten la hipoteca, y luego adquirir los activos garantizados o el capital pertinentes, o como resultado de ciertas garantías que puedan haber proporcionado en relación con ellos. Además, cualquier reclamación por nuestra parte contra los activos de la SPV del proyecto está subordinada a los de los prestamistas, hasta que el acuerdo de financiación se repague en su totalidad y potencialmente solo podamos recibir distribuciones o reembolsos una vez que se haya pagado la deuda. Además, cualquier incumplimiento también resultaría probablemente en una pérdida de confianza del cliente o contraparte y afectaría negativamente nuestro acceso a una mayor financiación del proyecto. Abordar o subsanar los incumplimientos del endeudamiento de los proyectos también podría requerir el gasto de un tiempo de gestión significativo y recursos financieros que de otro modo se habrían dedicado a otras de nuestras prioridades.

Además, algunos de nuestros acuerdos de financiación contienen disposiciones de incumplimiento cruzado relacionadas con el incumplimiento de nuestra propia deuda. Como resultado, si encontrásemos ciertas dificultades financieras, se podrían desencadenar incumplimientos simultáneos en múltiples proyectos.

Además, aunque generalmente buscamos obtener financiación de proyectos sin recurso, este tipo de financiación de proyectos no siempre está disponible para proyectos particulares y compañías holding de SPV y / o se nos puede exigir que proporcionemos ciertas garantías.

- Bonos 2022

Actualmente, tenemos en marcha nuestros Bonos 2021 que se espera que se canjeen y cancelen durante el mes de julio de 2022, con parte de los ingresos de los Bonos 2022. Se espera que la emisión de los Bonos 2022 se cierre en julio de 2022 bajo el nuevo acuerdo de 250 millones de euros firmado el 8 de julio de 2022 por Opdenergy, S.A., aunque no garantizamos que los Bonos 2022 se emitan finalmente y los Bonos 2021 se canjeen y cancelen.

En este sentido, el 8 de julio de 2022 firmamos un nuevo acuerdo de 250.000 miles de euros por parte de Opdenergy, S.A. El importe máximo de los Bonos 2022 se distribuye entre: (i) una primera emisión por un importe nominal agregado inicial de c. 143.700 miles de euros que se servirán para financiar el precio de amortización anticipada de los Bonos 2021 (incluidos los intereses devengados y no pagados) y parte de los costes de transacción relacionados con la emisión de los Bonos 2022; y (ii) emisiones posteriores de Bonos 2022 hasta un importe nominal agregado máximo de 250.000 miles de euros.

La primera emisión de los Bonos 2022 relativa al importe nominal inicial está sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes que, a la fecha del presente Folleto, se han cumplido. Por lo tanto, se espera que la primera emisión y el posterior rescate de los Bonos 2021 tengan lugar el 19 de julio de 2022. Este primer número se comunicará mediante la publicación de otro aviso informativo pertinente (*comunicación de otra información relevante*). El importe nominal restante (es decir, 106.300 miles de euros) se podrán desembolsar hasta el 15 de marzo de 2023 en cuatro cuotas adicionales de no menos de 10.000 miles de euros cada una, de acuerdo con el acuerdo de compra de bonos y la Escritura de Fideicomiso (como se define a continuación) con fecha de 8 de julio de 2022. No obstante lo anterior, no podemos garantizar que la primera emisión o las emisiones posteriores puedan finalmente tener lugar en absoluto o tener lugar en su totalidad en cuyo caso impactará en el desarrollo y ejecución del Objetivo 2025.

El paquete de garantías inicial relativo a los Bonos 2022 incluye prendas sobre (i) el capital social de Opdenergy, S.A. Unipersonal (como emisor de los Bonos 2022), (ii) las participaciones sociales de Otras Producciones de Energía Fotovoltaica, S.L., (iii) las participaciones sociales de OPDE Participaciones Industriales, S.L., (iv) determinadas cuentas bancarias propiedad de Opdenergy, S.A. Unipersonal; y (v) los créditos derivados de cualquier préstamo intragrupo celebrado entre el Emisor y Otras Producciones de Energía Fotovoltaica, S.L.U. Además, si no se cumplen las condiciones para una OPV cualificada (es decir, que los ingresos brutos recibidos como resultado de la OPV ascienden a un mínimo de 150.000 euros y el valor de mercado de acciones después de una oferta pública inicial es superior a 600.000 miles de euros), el capital social de OPDE Italy, S.R.L. se pignorará en o antes de la fecha que sea seis (6) meses después de la fecha de la primera emisión (que se espera que tendrá lugar el 19 de julio de 2022).

Además, bajo los Bonos 2022, el emisor de los Bonos 2022 (es decir, Opdenergy, S.A.) debe cumplir con un ratio colateral de cobertura de al menos 1,05:1 y el emisor y garante (es decir, la Compañía) de los Bonos 2022 están sujetos a ciertos compromisos negativos generales que restringen (i) la adquisición de una empresa, acciones, valores, un negocio o una empresa, (ii) la emisión de nuevas acciones, capital con derecho a voto, opciones, warrants o acciones canjeables, excepto en el caso de una oferta pública inicial de acciones ordinarias de la Compañía, (iii) la creación de valores sobre sus activos (con ciertas excepciones como garantizar las obligaciones de la financiación del proyecto), (iv) el endeudamiento financiero en el que pueda incurrir el Grupo, y (v) cualquier pago de dividendos u otra distribución y cualquier emisión de bonos o cualquier retorno de capital (con ciertas excepciones como la distribución de dividendos por un importe de 2.800 miles de

euros o dividendos extraordinarios siempre que se ofrezca a los tenedores de bonos un importe igual al 50% de dicho dividendo extraordinario para el reembolso de los Bonos 2022), entre otros. Los Bonos 2022 también pueden acelerarse (a) si los accionistas actuales dejan de ser efectivamente dueños de más del 50% del capital social y en un evento de barrido de efectivo (como se define en los términos y condiciones de los Bonos 2022); o (b) a discreción del emisor. Con respecto al apartado iv) la Escritura de Fideicomiso (tal como se define en los términos y condiciones de los Bonos 2022) establece los términos bajo los cuales los miembros del Grupo pueden incurrir en deuda y establece ciertas limitaciones y/o requisitos. La financiación de proyectos no está limitada en cantidad pero siempre que se cumplan ciertos términos y criterios de fijación de precios y que el recurso se limite a los activos, las acciones poseídas y los préstamos otorgados a la SPV relevante que incurra en la financiación del proyecto. En particular, el precio de nuestra financiación de proyectos no debe exceder en más de 200 puntos básicos el precio que ofrecerían los bancos comerciales o de desarrollo para financiaci3nes comparables. Los Bonos 2022 también contienen supuestos de incumplimiento que permiten a los tenedores de Bonos acelerar los Bonos 2022 en caso de incumplimiento de un pago de intereses o capital en la fecha de pago relevante, infracci3n de disposiciones materiales o en otros supuestos, como el incumplimiento del ratio de cobertura colateral m3nimo. En este sentido, despu3s de la Admisi3n, el Garante debe prestar al Emisor en forma de préstamo subordinado y/ o contribuir al Emisor mediante un aumento de capital social un importe agregado al menos igual a los ingresos netos obtenidos por la Compañ3a al finalizar la Oferta (y cualquier aumento de capital social posterior) menos 1.000 miles de euros (o 10 millones de euros en el caso de que se cumplan las condiciones para una OPV Cualificada). A efectos aclaratorios, los Bonos 2022 no imponen ninguna carga sobre estos fondos y, por lo tanto, no tienen que usarse para pagar los Bonos 2022 y pueden transferirse aún más hacia nuestras SPV de proyectos para llevar a cabo el desarrollo de nuestros proyectos en cartera.

Para obtener informaci3n adicional relacionada con el paquete de valores y convenios, los eventos de canje y los eventos de incumplimiento en virtud de los Bonos 2022, consulte *“Revisi3n Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos Financieros—Endeudamiento—Deuda de financiaci3n corporativa—Bonos 2022”*.

En la fecha de este Folleto, consideramos que cumplimos con los términos de los Bonos 2021 que siguen en vigor hasta que estos sean canjeados y cancelados tras el desembolso parcial de los Bonos 2022, establecen pactos, compromisos y un paquete de seguridad similar a los de los Bonos 2022. Nuestro incumplimiento de dichos términos podr3a resultar en un caso de incumplimiento en virtud de los Bonos 2021 con consecuencias adversas, como la aceleraci3n de la deuda relacionada con las mismas. A falta de una renuncia, esto podr3a dar lugar a que los tenedores de Bonos hagan valer los activos garantizados o el capital, lo que a su vez, podr3a resultar en la adquisici3n del negocio operativo subyacente del Grupo por parte de los tenedores de los Bonos.

Nuestra incapacidad para gestionar eficazmente nuestro endeudamiento podr3a afectar material y negativamente nuestro negocio, situaci3n financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.2.2. *Estamos expuestos al riesgo de fluctuaciones en los tipos de inter3s del mercado que afecten a los flujos de caja y al valor de mercado de la deuda con respecto a las partidas del balance (deuda y derivados).*

Nuestras obligaciones de deuda bajo nuestras l3neas de financiaci3n de proyectos, los Bonos 2021 (hasta su canje) y los Bonos 2022 (una vez emitidos) y las l3neas de capital circulante tienen tasas de inter3s variables. Con respecto a la financiaci3n del proyecto, cubrimos entre el 70-75% de nuestra deuda pendiente. Por lo tanto, estamos significativamente expuestos al riesgo de tasa de inter3s.

Las tasas de inter3s variables se ven afectadas por las condiciones macroecon3micas; como resultado de la actual situaci3n econ3mica mundial, se espera que los bancos centrales aceleren la velocidad de los aumentos de las tasas de inter3s para gestionar las tasas de inflaci3n. En particular, el Banco Central Europeo (“BCE”) emiti3 una evaluaci3n con respecto a los datos de inflaci3n y crecimiento a partir de diciembre de 2021. En la última reuni3n celebrada el 9 de junio de 2022, el BCE confirm3 el fin de las compras netas de activos a partir del 1 de julio de 2022, así como la intenci3n de elevar los tipos de inter3s oficiales del BCE en 25 puntos básicos en su reuni3n de pol3tica monetaria de julio. Adem3s, el Consejo de Gobierno del BCE espera volver a subir los tipos de inter3s oficiales del BCE en septiembre y, si las perspectivas de inflaci3n a medio plazo persisten o se deterioran, ser3 apropiado un incremento mayor en la reuni3n de septiembre.

La econom3a ha estado experimentando condiciones adversas, especialmente desde el comienzo del inicio de las tensiones en curso y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia. El conflicto y el riesgo de que la guerra se extienda a otros pa3ses puede implicar un nuevo aumento de los precios, lo que podr3a tener un impacto negativo material en nuestras actividades, resultados operativos y situaci3n financiera. Tras una serie de sacudidas excepcionales de los precios de la energ3a, el conflicto intermitente ha provocado que la inflaci3n se mantenga en niveles muy altos en 2022, antes de disminuir lentamente hacia los niveles objetivo. La inflaci3n promediar3 el 6,8% en 2022, el 3,5% en 2023 y el 2,1% en 2024 (Fuente: Proyecciones macroecon3micas del BCE de junio de 2022). El empeoramiento de la situaci3n financiera podr3a llevar al BCE a acordar nuevas subidas de los tipos de inter3s que podr3an tener un impacto negativo en la deuda a tipo variable no cubierta de la Sociedad o del Grupo o en la posible contrataci3n futura de nueva financiaci3n para el Grupo o en la tasa de impago de

proveedores. Este aumento de los tipos de interés se traduciría en un aumento de nuestros costes financieros relacionados con nuestro endeudamiento a tipo variable (tanto nuestro endeudamiento existente como la nueva deuda).

Si bien buscamos mitigar nuestra exposición a las fluctuaciones del riesgo de intereses, celebrando acuerdos de cobertura de tipos de interés, es posible que no podamos cubrir adecuadamente nuestro riesgo de tipos de interés de inmediato a medida que surja o que solo podamos hacerlo en términos económicos desfavorables. Alrededor del 30-25% de nuestras líneas de financiación de proyectos no están cubiertas por acuerdos de cobertura.

A 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el Grupo había dispuesto un derivado de riesgo de tipo de interés por un importe nominal de 68.657 miles de dólares con el fin de mitigar las fluctuaciones en la financiación de dos plantas de energía renovable en Chile (Sol de los Andes y La Estrella) y por 133.358 miles de euros, para mitigar las fluctuaciones de todos los activos operativos españoles. El valor razonable de estos derivados calculado por un experto independiente ascendió a 4.296 miles de euros y 10.085 miles de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2021 y 31 de marzo de 2022, y se registran en "Derivados" de nuestros pasivos no corrientes. Como consecuencia de la variación de su valor razonable, se ha registrado un importe negativo de 2.283 miles de euros y 7.741 miles de euros a 31 de diciembre de 2021 y 31 de marzo de 2022, respectivamente, en la cuenta "Ajustes por cambios de valor – Operaciones de Cobertura" de nuestro patrimonio neto consolidado. Se registró un importe de 11 mil euros en la cuenta "ganancias y pérdidas" de nuestra cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio finalizado en 2021 por la ineficacia de estos derivados.

En términos de sensibilidad, a 31 de marzo de 2022, el análisis de sensibilidad a un aumento o disminución de la curva de tipos de interés a largo plazo en relación con el valor razonable de los derivados de tipos de interés que forman parte de las relaciones de cobertura del flujo de caja, implicaría una disminución de 3.398 miles de euros en la deuda para derivados financieros cuando se produzca un incremento de 50 puntos básicos en la curva de tipos de interés. Asimismo, un descenso de 50 puntos básicos de la curva de tipos de interés se traduciría en un incremento de 2.284 miles de euros en la deuda por derivados financieros. El cambio en el valor razonable de los derivados debido a un aumento o disminución en la curva a plazo afectaría de manera similar a otros resultados integrales, ya que se espera que la relación de cobertura sea altamente efectiva (véase la Nota 10.1 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios No Auditados de marzo de 2022). En el caso de "Bonos y otros valores negociables", el análisis de sensibilidad ante un aumento o disminución de la curva de tipos de interés a largo plazo de 50 puntos básicos daría lugar a un mayor gasto por intereses de 529 mil de euros en caso de aumento de los tipos y una disminución de los gastos por intereses de 529 mil de euros en caso de disminución de los tipos aplicables. El análisis anterior con respecto a los "Bonos y otros valores negociables" ha tenido en cuenta los Bonos 2021 (y no el importe del potencial de desembolso bajo los Bonos 2022).

No obstante lo anterior, las fluctuaciones de las tasas de interés y, en particular, los próximos aumentos esperados en las tasas de interés, podrían tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.2.3. Dependemos de la obtención de financiación de diversas fuentes, en particular la financiación de la deuda externa, para el desarrollo y la construcción de nuestras plantas de energía renovable.

Nuestra industria es intensiva en capital y el desarrollo y construcción de nuestras plantas de energía renovable requiere que hagamos inversiones sustanciales. Por lo general, buscamos financiar los gastos de capital y los requisitos de inversión asociados con la ejecución de nuestros proyectos a través de una combinación de financiación del proyecto a nivel de la SPV del proyecto (c. 70%) y capital financiado por nosotros a través de nuestros propios fondos o fondos recaudados de terceros (c. 30%).

Nuestra financiación de proyectos ha aumentado de forma constante con el tiempo. A 31 de marzo de 2022, 31 de diciembre de 2021 y 2020 nuestras líneas de financiación de proyectos con entidades de crédito ascendían a 243.596, 241.504 y 100.958 miles de euros, respectivamente. A la fecha de este Folleto, contamos con acuerdos de financiación con, entre otros, Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) y Banco Sabadell, que representan a 31 de marzo de 2022, c. 35% y c. 39%, respectivamente, de nuestra deuda pendiente con entidades de crédito. Como resultado de la intensidad de capital de nuestro negocio, nuestro negocio y estrategia de crecimiento (incluida nuestra capacidad para desarrollar nuestra cartera de proyectos) son muy sensibles a la disponibilidad, el coste y otros términos de la financiación de proyectos.

Además, el Grupo está negociando actualmente una financiación de proyectos con BBVA para financiar una cartera española de energía solar fotovoltaica con una capacidad instalada bruta objetivo agregada de 605 MW actualmente En Construcción. Se espera que la instalación incluya una cantidad total de c. 300 millones de euros de deuda senior, una línea de garantía de PPA de 28 millones de euros que se puso a disposición el año pasado tras el cierre de los PPAs de Uniper y Endesa, y una línea de crédito para cubrir una cuenta de reserva de servicio de deuda a 6 meses de 17 millones de euros, que esperamos cerrar durante el mes de julio de 2022 (la "Financiación BBVA de Proyecto"). Se espera que la deuda de financiación de proyectos tenga un plazo de c. 17,5 años y se espera que esté cubierta en un 70% para mitigar el riesgo de tasa de interés.

Además, firmamos una carta de compromiso con ING para asegurar la financiación del proyecto para una capacidad instalada bruta objetivo agregada de 167 MW de activos solares fotovoltaicos españoles En Construcción. Se espera que el préstamo tenga un importe principal de 93 millones de euros de principal de deuda senior, 4 millones de euros de línea de garantía PPA y una línea de crédito de 7 millones de euros para cubrir una cuenta de reserva de servicio de deuda a 6 meses, que esperamos cerrar durante el mes de julio de 2022 (el “Mandato de ING”). Sin embargo, es posible que no firmemos la Financiación BBVA de Proyecto o cerremos la financiación bajo el Mandato ING en los términos mencionados en este Folleto, dentro del plazo esperado o incluso cerremos dichas financiaciones en cuyo caso impactarán en el desarrollo y ejecución del Objetivo 2025. Una vez cerrada la Financiación BBVA de Proyecto y la financiación en el marco del Mandato ING, se comunicarán mediante la publicación de una comunicación de otra información relevante.

Podemos experimentar dificultades para asegurar la financiación de la deuda para nuestros proyectos de manera oportuna, en términos que permitan una rentabilidad satisfactoria del proyecto o en absoluto, o dicha financiación puede estar sujeta a términos restrictivos que aumenten los costes operativos del proyecto y reduzcan el valor del proyecto.

Nuestra capacidad para obtener financiación de deuda para nuestros proyectos puede variar según el mercado y, a medida que expandimos nuestra cartera, no puede haber garantía de que los prestamistas que proporcionaron financiación de deuda para nuestros proyectos en el pasado continúen haciéndolo para nuevos proyectos.

Los factores que podrían afectar negativamente la disponibilidad o el coste de la financiación para nuestros proyectos incluyen, entre otros, los siguientes:

- PPA's con cláusulas menos financiables que las que cumplen con nuestros estándares hasta la fecha o la incapacidad de asegurar PPA's (ver “—Riesgos Relacionados con el Cambio en nuestro Modelo de Negocio, Plan de Crecimiento y Cartera de Proyectos—Es posible que no completemos el desarrollo de nuestros proyectos según lo planeado o en absoluto, y que no podamos asegurar PPA's financiables”);
- disminución de la calidad crediticia de nuestras contrapartes en los PPA's y/o aumento del riesgo de contraparte y concentración derivado de nuestra dependencia de un pequeño grupo de contrapartes en los PPA's;
- la elevada exposición comercial a los ingresos del proyecto que hace que los prestamistas requieran una mayor inversión de capital;
- cuestiones técnicas o jurídicas de un proyecto identificadas en el curso del proceso de revisión bancaria;
- falta de disponibilidad o dificultad para asegurar tecnologías o equipos suficientemente financiables para los proyectos planificados; y
- mercados económicos y financieros mundiales.

Incluso si somos capaces de obtener compromisos de financiación iniciales con respecto a un proyecto, es posible que no podamos cumplir con las condiciones previas al cierre o a la primera disposición, como en el caso de que no obtengamos los permisos requeridos o las autorizaciones administrativas significativas.

Si no podemos conseguir la financiación de la deuda del proyecto o si solo está disponible en términos desfavorables, es posible que no podamos construir nuestros proyectos de la cartera de proyectos o que únicamente podamos hacerlo en términos menos rentables. Esto puede incluir tener que hacer contribuciones de capital más altas para nuestros nuevos proyectos que las realizadas en el pasado, lo que repercute en la rentabilidad del proyecto. También es posible que se nos exija vender plantas de nuestra cartera (o una participación en las mismas) para liberar capital para nuevas inversiones o reducción de deuda. Como resultado, las dificultades para obtener financiación favorable podrían tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.2.4. Los planes de incentivos actuales para la Alta Dirección (incluido el consejero delegado) podrían representar importantes salidas de efectivo para nosotros y diluir el interés de los inversores en Opdenenergy.

Bonus de Retención y Bonus de OPV del CEO

Con el objetivo de motivar a los miembros del equipo directivo clave de Opdenenergy, la Compañía ha otorgado un bonus de retención a ciertos miembros de la Alta Dirección (tres miembros de la Alta Dirección que no sean el consejero delegado) y tres gerentes de país que no son miembros de la Alta Dirección. El Bonus de Retención se compone de dos tramos que están

condicionados a la permanencia de dichos miembros en el Grupo entre el 30 de mayo de 2022 y el 30 de mayo de 2023 para el primer tramo, y entre el 30 de mayo de 2023 y el 30 de mayo de 2024 para el segundo tramo.

El primer tramo se ha pagado en mayo de 2022 a todos los miembros del plan por un importe agregado aproximado de 560 mil euros.

En relación con el segundo tramo, en el caso de que tenga lugar una OPV en 2022, el tratamiento será diferente para aquellos miembros cuya legislación nacional les permita participar en la OPV y para aquellos miembros cuya legislación nacional no les permita participar en la OPV:

- Para aquellos miembros cuya legislación nacional les permita participar en la OPV (la Alta Dirección y uno de los gerentes de país), se comprometen a reinvertir el 100% del importe neto recibido en acciones de la Compañía a través del Tramo de Inversores Relacionados. El importe total agregado asignado a estos miembros del plan (que reinvertirán) asciende a 280 mil euros que se reducirán mediante la aplicación de cualquier retención en origen a cuenta del IRPF (como se define a continuación) de acuerdo con la ley aplicable. El bonus será liquidado en efectivo por la Compañía en la fecha de determinación del Precio de Oferta. Como resultado de la reinversión en acciones de la Compañía a través del Tramo de Inversores Relacionados, estos miembros no tienen que cumplir con la condición de permanencia antes mencionada.

Para aquellos miembros cuya legislación nacional no les permita participar en la OPV (los otros dos gerentes de país), recibirán la cantidad en efectivo en 2023. El importe total agregado asignado a estos miembros del plan (que no reinvertirán) asciende a 80,5 miles de euros. Estos miembros deberán cumplir con la condición de permanencia mencionada anteriormente.

Por otra parte, el contrato de alta dirección celebrado entre la Sociedad y el consejero delegado el 1 de mayo de 2017 prevé una bonificación de liquidez en caso de que se produzca un evento de liquidez (definido como una transacción en la que sea necesaria una valoración externa de las acciones ordinarias del Grupo, incluyendo, entre otras, una operación de ampliación de capital social). Por lo tanto, la fijación del Precio de Oferta tendrá la consideración de evento de liquidez en virtud de dicho acuerdo y el consejero delegado tendrá derecho a recibir una bonificación como resultado de la misma. El Bonus de OPV del CEO (como se define en "*Gerencia y Consejo de Administración – Compensación de la Alta Gerencia – Bonus de OPV del CEO*") ascendería, en cifras brutas, aproximadamente a 3.569 miles de euros, que se reducirán mediante la aplicación de cualquier retención en origen a cuenta de IRPF según la legislación aplicable. El Bono de OPV del CEO será liquidado en efectivo por la Compañía en la fecha de determinación del Precio de Oferta. El consejero delegado ha declarado que reinvertirá el 100% del importe neto del Bonus de OPV del CEO (es decir, el importe bruto menos la aplicación de cualquier retención de impuestos a cuenta de IRPF) para suscribir Acciones de Inversores Relacionados en el Tramo de Inversores Relacionados de la Oferta.

Bonus de la Operación Bruc

Además, nuestro consejero delegado ha suscrito un plan de remuneración adicional, sujeto al logro y la finalización exitosa de la Operación Bruc. La Compañía ha estimado que el consejero delegado tendrá derecho a un importe total agregado de 2.100 miles de euros pagaderos en efectivo. Esta cantidad devengará por separado para cada compañía (y su proyecto fotovoltaico) bajo la Operación Bruc que se transfiere después de la finalización de cada transacción individual (es decir, cuando todas las condiciones suspensivas se cumplan, incluyendo la condición RtB tal y como se define en los "*Contratos Materiales – Operación Bruc*") y se calculará en función del impacto final de cada transacción en el patrimonio neto consolidado de los accionistas del Grupo. A la fecha de este Folleto, la Compañía espera que en 2022 el bonus de la Operación Bruc pagadero al consejero delegado ascienda a 754 mil euros como resultado de la ejecución de ocho de los veinte proyectos y el monto restante (es decir, 1.346 miles de euros) se pagará en 2023 como consecuencia de la ejecución de veinte de los veinte proyectos.

Plan de Incentivos a Largo Plazo (PILP)

Además, hemos aprobado el PILP (ver "*Dirección y Consejo de Administración*") en virtud del cual cada participante tiene derecho a un importe monetario máximo específico que se entregará en acciones ordinarias de Opdenenergy una vez finalizado un período de ejecución de tres años y un período de diferimiento de un año. En un escenario de sobre prestación máxima, los importes brutos totales a entregar en acciones ordinarias de Opdenenergy son de 13.168 miles de euros.

El Consejo de Administración deberá adoptar todas las medidas necesarias para entregar las acciones ordinarias adquiridas en virtud del PILP, y podrá utilizar, sujeto a las aprobaciones requeridas, cualquiera de los procedimientos y mecanismos establecidos en la ley para completar dicha entrega, incluidas, entre otras, la emisión de nuevas acciones ordinarias de Opdenenergy o la compra de acciones ordinarias en autocartera de Opdenenergy.

En el caso de que el Consejo de Administración decida adquirir acciones ordinarias en autocartera, el precio de la acción podrá ser superior al Precio de Oferta, que es el precio de referencia utilizado para asignar inicialmente el número máximo de acciones ordinarias de Opdenenergy que cada participante del PILP podrá recibir al término de la vigencia del PILP, y, por lo tanto, el precio pagado para comprar acciones ordinarias en autocartera de Opdenenergy podría representar una salida de efectivo significativa para nosotros, aunque la Compañía va a cubrir la exposición a un posible aumento en el precio de la acción desde la admisión hasta la fecha de entrega de las acciones bajo el PILP. Además, podemos decidir elevar el capital social a través de la emisión de nuevas acciones ordinarias a los participantes del PILP para compensar sus obligaciones en virtud del mismo, lo que se hará de forma no preferente y, por lo tanto, podría diluir los intereses de nuestros accionistas y podría tener un efecto adverso en el precio de mercado de nuestras acciones ordinarias.

Aunque se espera que los importes monetarios a pagar en virtud bajo el PILP se entreguen a cada participante en acciones ordinarias de Opdenenergy una vez finalizado el período de rendimiento y el período de diferimiento establecido en el mismo, existen ciertos escenarios extraordinarios (como los Eventos de Liquidación) en los que estos importes pueden pagarse en efectivo, lo cual podría resultar en importantes salidas de efectivo para nosotros de hasta 13.168 miles de euros.

Todos los planes de remuneración descritos anteriormente para la Alta Dirección (incluido el consejero delegado) conllevar importantes salidas de caja para nosotros y un gasto significativo para el Grupo. Además, estos planes de remuneración pueden representar una dilución en el interés de los inversores en la Compañía.

1.3. Riesgos Relacionados con nuestras Operaciones

1.3.1. Es posible que no podamos completar proyectos En Construcción o en Pre-Construcción de manera eficiente y a tiempo, o en absoluto.

A la fecha de este Folleto, contamos con una cartera de plantas de energía renovable en operación, En Construcción y Pre-Construcción con una capacidad bruta instalada de c.2,4 GW, de las cuales c.783 MW corresponden a nuestros activos en fase de Pre-Construcción. Nuestras plantas en operación y En Construcción incluyen 34³ plantas solares fotovoltaicas y una planta eólica terrestre, con una capacidad bruta instalada agregada de c.1.586 MW (incluidas las plantas respecto de las cuales poseemos participaciones no mayoritarias) y una capacidad instalada atribuible de c.1.470,4 MW. A la fecha de este Folleto, aproximadamente 902 MW corresponden a 20 plantas solares fotovoltaicas completamente de nuestra propiedad ubicadas en España y c.100 MW corresponden a una planta solar fotovoltaica ubicada en los EE.UU. que están En Construcción, y la capacidad bruta instalada restante de c.584 MW (c.468,3 MW sobre una base atribuible) corresponde a plantas en operación.

Además, tenemos una cartera de proyectos (compuesta por “Farm-Down”⁴, “Fase Avanzada”, “Fase Inicial” y “Oportunidades Identificadas”, cada uno como se define en “*Negocio: Cartera de proyectos*”) con una capacidad instalada objetivo bruta potencial agregada de c.10,8 GW, de los cuales c.1,7 GW corresponden a proyectos categorizados como Fase Avanzada, la fase más madura de nuestros proyectos en fase de desarrollo y que esperamos emprender a corto y medio plazo (esto es, de 2023 a 2025). Sin embargo, no todos nuestros proyectos en Fase Avanzada están incluidos en nuestro Objetivo 2025 y, por lo tanto, tendremos que buscar fuentes de fondos adicionales (ya sea en forma de financiación o capital) aparte de nuestros fondos disponibles para desarrollarlos. En este sentido, si no somos capaces de acceder con éxito a los fondos necesarios, es posible que no podamos proceder con el desarrollo de tales proyectos dentro de la cartera de proyectos.

Incluso cuando se haya obtenido un PPA y financiación para un proyecto, dicho proyecto sigue estando sujeto a riesgos en la fase de construcción relacionados, en particular, con el contrato de ingeniería y construcción llave en mano (“EPC” (en inglés)) y sujeto al riesgo de obtener conexión a la red. La imposibilidad de completar la construcción o de conectar la planta a la red, o de no completarla a tiempo, puede dar lugar a incumplimientos contractuales, terminación de los PPAs o deterioro de activos, entre otras consecuencias adversas. Además, pueden resultar litigios costosos y lentos entre nosotros y las partes que participan o financian la construcción del proyecto.

Cuando nos comprometemos a gastos de capital para la construcción de proyectos, esperamos que estas inversiones sean recuperables. Sin embargo, no puede haber garantía de que cualquier proyecto individual se complete y llegue a la operación comercial. Si estos esfuerzos no tienen éxito, podemos abandonar un proyecto En Construcción o Pre-Construcción y amortizar los costes incurridos en relación con dicho proyecto y reclamar la garantía otorgada y / o las penalizaciones de aplicación previstas en el PPA correspondiente o incluso la cancelación del PPA. Según nuestros registros, a la fecha de este

³ Una de estas 34 plantas es nuestra planta solar fotovoltaica de Puglia, que consta de siete plantas separadas. Las siete plantas solares fotovoltaicas que comprenden Puglia se mantienen a través de tres SPVs diferentes y se consideran una sola planta solar fotovoltaica para fines de gestión.

⁴ Esta categoría entra en la cartera de proyectos porque incluye activos que se espera que se transfieran una vez que se alcance su estado de RTB y, por lo tanto, no contribuyen a nuestro objetivo para 2025 (es decir, una capacidad bruta de 3,3 GW de activos en operación y En Construcción). A la fecha de este Folleto, los únicos activos que entran en la categoría Farm-Down son los incluidos en la Operación Bruc.

Folleto no hemos abandonado en el pasado ningún proyecto En Construcción o en Pre-Construcción, pero es posible que tengamos que hacerlo en el futuro. Además, la gestión y ejecución ineficaz del proyecto en la fase de construcción (en particular en relación con las plantas eólicas, respecto de las cuales hemos externalizado y subcontratado su construcción con un contratista EPC externo y podríamos hacerlo en el futuro) podría dar lugar a retrasos o sobrecostos imprevistos con respecto a los proyectos completados, lo que podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Para obtener información sobre nuestras amortizaciones, consulte “—Es posible que no completemos el desarrollo de nuestros proyectos de la cartera de proyectos según lo planeado o en absoluto, y no podamos asegurar los PPAs financiados.”.

1.3.2. Nuestros acuerdos de compra, nuestros PPAs y, en particular, la terminación de un PPA o los incumplimientos de pago por parte de las contrapartes de los PPAs, especialmente Centrica y/o el último PPAs firmado con Uniper y Endesa, pueden exponernos a ciertos riesgos que podrían afectar negativamente a nuestro negocio.

En línea con nuestro enfoque conservador para el desarrollo de proyectos, buscamos entrar en PPAs a largo plazo, denominados en divisas estables (o vinculados a divisas estables), ya sea de forma privada o a través de subastas. Los PPAs generalmente proporcionan una fuente de ingresos a largo plazo y relativamente segura, a la vez que transfieren el riesgo del precio a cambio de cierto riesgo de contraparte. Nuestros proyectos a menudo venden electricidad bajo PPAs con contrapartes, incluidos actores gubernamentales, empresas de servicios públicos estatales y no estatales y compradores corporativos.

Bajo nuestros PPAs, vendemos energía generada a partir de nuestros proyectos al comprador a un precio predeterminado, incluso cuando no hay entrega física de energía a la contraparte, como en nuestros PPAs sintéticos (o financieros). La mayoría de nuestros PPAs son sintéticos, lo que significa que son financieros y no se proporciona una entrega de energía física. Un PPA sintético funciona como un *swap* de precios de la electricidad que cubre la venta de la producción eléctrica de nuestros proyectos (este es el caso, por ejemplo, en España). Al celebrar este tipo de acuerdos, nos comprometemos a pagar el precio horario del *pool* en relación con un importe nominal de MWh establecido en los acuerdos en períodos mensuales o semestrales (es decir, el precio *pool*) a cambio de un precio fijo para MWh según lo acordado en los acuerdos de PPAs. El valor razonable de este tipo de PPA sintético se estima de acuerdo con las valoraciones realizadas por expertos independientes, basadas en curvas de precios de la electricidad a largo plazo entre la fecha de contratación y el plazo del PPA. Para obtener más información sobre nuestros acuerdos de remuneración, consulte “Negocio—Cartera—Remuneración de la Cartera de Proyectos”.

A la fecha de este Folleto, nuestra producción cubierta por PPAs varía según la jurisdicción. En España es de c.70% y en Chile de c.47% para nuestros proyectos en operación actuales. Una vez en funcionamiento, nuestra producción en EE.UU. cubierta por PPAs será del 100%. A la fecha de este Folleto, tenemos c.2.658 MW de activos con PPAs garantizados a largo plazo, de los cuales c.584 MW corresponden a nuestros activos en operación y c.2.075 MW a nuestros PPAs En Construcción, Pre-Construcción y dos (2) activos dentro de nuestra cartera de proyectos. En particular, hemos firmado PPAs físicos en relación con cuatro (4) de nuestras plantas operativas (Andalucía y Aguascalientes —en las que poseemos una participación del 20%— en México, y Sol de los Andes y La Estrella en Chile) y PPAs sintéticos en relación con nuestras seis (6) plantas operativas ubicadas en España (La Fernandina, Miramundo, Zafra, Los Belos, El Muelle y Montesol).

De acuerdo con nuestros criterios internos de clasificación de activos, solo los proyectos de la cartera de proyectos en los que ya se haya decidido o acordado una solución de compra o un esquema de remuneración entrarán en la categoría de Pre-Construcción. En particular, hemos firmado diferentes PPAs futuros sobre activos no operativos:

- i. En España: a) un PPA sintético de 392 MW con Uniper durante 10 años; y (b) un PPA sintético de 750 MW con Endesa durante 10 años. Estos PPAs cubren el 100% de los activos españoles en Construcción y Pre-Construcción;
- ii. En Estados Unidos: (a) un PPA físico para Blake-High Horizons con AEP Energy Partners (Filial de AEP) durante 12 años; (b) un PPA físico para Beckett también con AEP Energy Partners durante 15 años; y (c) un PPA físico para Elizabeth con Entergy Louisiana (una filial de Entergy Corporation (NYSE: ETR)) durante 20 años. Estos PPAs cubren el 100% de los activos de EE.UU. En Construcción y Pre-Construcción; y
- iii. En Chile: nos adjudicaron en la subasta chilena de 2021 dos ofertas separadas por un total de 819 GWh/año por 15 años que resultan en la ejecución de 42 PPAs (21 PPAs por cada oferta adjudicada en la licitación) con varias empresas distribuidoras de electricidad, que pretendemos cubrir con una combinación de proyectos eólicos y solares con una capacidad instalada total de 610 MW, entre los que incluimos Changos y Ancud, ambos activos en fase de Pre-Construcción. La licitación permite al productor cambiar los activos asociados con la licitación antes del inicio del PPA.

Por lo general, nuestros PPAs tienen un plazo de 10 años en España, un plazo de 15 a 20 años en México y un plazo de 14 a 20 años en Chile. El plazo del contrato comenzó para (i) nuestras plantas en operación españolas en 2020, (ii) nuestras

plantas en operación mexicanas en 2020 y (iii) nuestras plantas en operación chilenas en 2021. Con respecto a nuestros proyectos de la cartera de proyectos en Estados Unidos, los PPAs firmados hasta ahora tienen un plazo de 12 a 20 años.

La mayoría de nuestros PPAs no están sujetos a revisiones de precios a la baja a menos que, en ciertos casos específicos, el suministro de energía caiga por debajo de un cierto nivel durante un período de tiempo específico. Además, podemos experimentar ciertos retrasos en el COD esperado de nuestras plantas con respecto a la fecha de inicio del PPA (es decir, el PPA entra en vigor antes de que la planta comience a producir la energía comprometida para ser entregada al comprador correspondiente). En caso de tal retraso, para evitar incurrir en incumplimiento bajo el PPA, compraremos en el mercado *pool* (diariamente) la producción (MWh) comprometida a ser entregada al comprador. En otros casos, el PPA prevé la ejecución de la línea de garantía del PPA o incluso la rescisión del PPA. Cualquiera de estas circunstancias nos afectará negativamente, ya que estaremos expuestos temporalmente a los precios de mercado o podríamos no encontrar otra contraparte del PPA o no poder renegociar los términos y condiciones existentes de nuestros PPAs a tiempo y en términos comercialmente razonables. Por ejemplo, en lo que respecta al activo En Construcción de Blake-High Horizons ubicado en Estados Unidos, estamos negociando con el comprador un aplazamiento de la fecha de inicio del PPA como resultado de un retraso en el proyecto.

Además, si hay un aumento de los precios en toda la industria, es posible que no podamos renegociar los términos del PPA para aprovechar el aumento de los precios. Por ejemplo, desde 2021 en España, los precios de la electricidad han aumentado significativamente debido al incremento de los precios del gas y, más recientemente, debido a los acontecimientos políticos y militares en Ucrania, y en particular las tensiones en curso y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia y, por lo tanto, solo podemos beneficiarnos parcialmente de estos precios más altos para la electricidad que vendemos directamente a través del *pool* pero no para la electricidad cubierta por nuestros PPAs.

Además, la volatilidad de los precios de la electricidad ha impactado negativamente en las valoraciones de nuestros PPAs sintéticos y las Opciones Emitidas. El valor razonable de los PPAs sintéticos se estima de acuerdo con las valoraciones realizadas por expertos independientes, sobre la base de las curvas de precios de la electricidad a largo plazo entre la fecha de contratación y la fecha de notificación. Sin embargo, estas valoraciones pueden generar la llamada “ineficacia” que se produce cuando los nominales (denominados en MWh) entre el derivado real y la valoración realizada por los expertos independientes no son del todo coincidentes. En el ejercicio finalizado en 2021, la ineficacia impactó negativamente en nuestra cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el cambio en el valor razonable impactó negativamente en nuestro patrimonio neto consolidado, como consecuencia del incremento de los precios de la electricidad debido principalmente al aumento de los precios del gas durante los últimos meses de 2021.

Además, en el marco de los 17 PPAs sintéticos suscritos con Endesa en diciembre de 2021 (por un periodo de 10 años a partir de 2023 y 2024), hemos otorgado a Endesa cuatro Opciones Emitidas para adquirir el 25% de nuestra producción de energía a precio fijo (26,50 €/MWh) entre los años 2034 y 2037. De acuerdo con los términos de las Opciones Emitidas, Endesa ejercerá cada Opción Emitida cuatro años antes de cada uno de los años (por ejemplo, para adquirir la energía producida en 2034, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2030; para adquirir la energía producida en 2035, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2031 y así sucesivamente). Desde una perspectiva contable, los cambios en el valor razonable se registran en la partida “Otras ganancias y pérdidas” de nuestras cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, ya que no cumplen con los criterios para la contabilidad de cobertura. En el primer trimestre de 2022, el cambio en el valor razonable de las Opciones Emitidas impactó negativamente en nuestra cuenta consolidada de pérdidas y ganancias por un importe total de 9.492 miles de euros (negativo).

Para más información, véase “- Hemos obtenido resultados negativos en los años 2020, 2021 y en el primer trimestre de 2022 y es posible que sigamos obteniendo resultados negativos en el futuro.” y “- La volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados, deuda y capital como consecuencia de la valoración de nuestros PPAs sintéticos. La valoración de las Opciones Emitidas también puede afectar negativamente a nuestros resultados” anteriores.

El desempeño financiero de nuestras plantas depende significativamente de la calidad crediticia y el cumplimiento continuo de las obligaciones contractuales por parte de nuestras contrapartes de los PPAs. Además, el incumplimiento por parte de las contrapartes de los PPAs de sus obligaciones contractuales con nosotros, ya sea debido a insolvencia o de otra manera, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Además, bajo nuestros PPAs, nuestros recursos en caso de retrasos en el pago por parte de nuestros clientes pueden ser limitados.

Buscamos reducir el riesgo de crédito de las contrapartes de nuestros PPAs mediante la celebración de contratos con empresas de servicios públicos estatales u otros clientes de sólida calidad crediticia. Sin embargo, en la medida en que cualquiera de nuestras contrapartes actuales o futuras de los PPAs no tenga, o pierda, una calificación crediticia de grado de

inversión, estaremos expuestos a un mayor riesgo crediticio. Nuestras contrapartes pueden verse afectadas negativamente por las recesiones económicas regionales u otros factores, incluida la acción política, especialmente si dichas contrapartes están controladas por los gobiernos.

Estos riesgos pueden aumentar cuando las economías globales o regionales están experimentando períodos de volatilidad, como los eventos políticos y militares en Ucrania, particularmente las actuales tensiones y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia. El incumplimiento de las contrapartes bajo PPAs de sus obligaciones contractuales podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. En este sentido, Uniper ha pedido recientemente un rescate al Gobierno alemán como resultado del impacto de las interrupciones existentes de los flujos de gas ruso debido al conflicto ruso ucraniano. Esto ha dado lugar a que Standard & Poors rebaje su calificación de comprador a BBB- con perspectiva negativa sin garantía de que la calificación pueda empeorar más si no se llega a un acuerdo con el Gobierno alemán.

Además, no podemos garantizar que un comprador (Uniper u otro) no experimente un problema de insolvencia mientras todavía tiene un PPA, lo que podría representar potencialmente un incumplimiento del contrato y por tanto, tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

Actualmente, estamos particularmente expuestos a Centrica Energy Limited ("**Centrica**"), con quien hemos firmado PPAs sintéticos en relación con nuestras seis (6) plantas operativas ubicadas en España —La Fernandina, Zafra, Miramundo, Los Belos, El Muelle y Monteso—, que tienen una capacidad bruta instalada agregada de c.261 MW. A la fecha de este Folleto, los PPAs sintéticos firmados con Centrica representan 261 MW del total de 584 MW en operación (esto es aproximadamente el 45% de los activos en operación). En el futuro esperamos estar también especialmente expuestos a Uniper, un tomador de utilidad IG alemán (con el que hemos entrado en un PPA sintético durante 10 años a partir de 2023) y a Endesa, un suministrador de energía IG europeo (con el que hemos celebrado un PPA sintético durante 10 años a partir de 2023 y 2024 dependiendo del proyecto). Los MW contratados con Uniper representan c. 22% del total de la capacidad En Construcción y Pre-Construcción (1.785 MW) mientras que Endesa representa c. 42%.

La concentración exagera nuestro riesgo de contraparte y puede afectar la percepción de nuestro mercado, nuestra cartera y los términos y el precio de nuestra deuda corporativa, especialmente en el caso de que Centrica, Uniper y / o Endesa experimentaran, o se percibiera que experimentan, dificultades financieras.

Además, nuestros PPAs pueden ser rescindidos por las contrapartes pertinentes en determinadas circunstancias. (ver *Negocio – Remuneración de la Cartera de Proyectos*). La terminación de los PPAs, particularmente con respecto a nuestras plantas de energía renovable más grandes, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas, incluso aumentando nuestra exposición a los precios comerciales si no podemos ejecutar un nuevo PPA.

Finalmente, como ya hemos avanzado, como nuestros acuerdos de PPA no cubren el 100% de la energía producida en algunas de las jurisdicciones en las que operamos, estamos expuestos a un riesgo de precio *spot* variable (es decir, el precio establecido en el *pool* diario) en el mercado general para el resto de la energía producida (por ejemplo, a la fecha de este Folleto, nuestra producción de energía no cubierta por PPAs (u otros tipos de acuerdos de remuneración) se estima que representa hasta c. 30% de nuestra producción total anual de energía, a excepción de nuestras plantas Sol de los Andes y La Estrella en Chile, donde se espera que las ventas comerciales representen aproximadamente el 53% de su producción). Para obtener más detalles sobre la exposición a los cambios en los precios de venta de electricidad, consulte Factores de riesgo: *Estamos expuestos a cambios en los precios de venta de electricidad, incluidos los precios mayoristas de la electricidad*, abajo.

1.3.3. Las dificultades para conectarse a las redes de distribución o transmisión, la falta de capacidad de transmisión o los posibles costes de actualización de la red de transmisión podrían afectar significativamente nuestra capacidad para construir nuestras plantas y vender la electricidad que generamos.

Para vender la electricidad generada por nuestras plantas de energía renovable, debemos conectarlas a la red pública de distribución y a la red de transmisión eléctrica. Como resultado, nuestra capacidad para construir una planta de energía renovable en un lugar determinado depende significativamente de nuestra capacidad para conectarla a las redes de distribución y / o transmisión. Debido a que los sitios disponibles para la construcción de plantas se encuentran en ciertos casos lejos de las redes de distribución y / o transmisión más cercanas, no podemos garantizar que obtendremos conexiones de red adecuadas dentro de los períodos de tiempo esperados y al coste esperado, en particular en mercados emergentes (como México y Chile, donde operamos, o Colombia, donde nuestros proyectos se encuentran en una etapa inicial de desarrollo y nuestra cartera de proyectos está actualmente clasificada como "Oportunidades Identificadas") en el que los administradores de la red pueden no tener suficiente experiencia en la conexión de instalaciones de producción de energía renovable a las redes relevantes. Además, la variación en los costes esperados puede ser el resultado de múltiples factores,

incluidos, entre otros, los terrenos disponibles, las condiciones de los acuerdos de los terrenos, las condiciones de los estudios geológicos, la distancia, las limitaciones ambientales y las circunstancias técnicas. A este respecto, el operador de la red (*Red Eléctrica*) ha señalado recientemente los posibles problemas de congestión de la red en España e introducido la posibilidad de subastar los nodos de conexión en el futuro, lo que podría afectar potencialmente a la capacidad disponible en la red para nuestros proyectos de la cartera de proyectos. Una falta de capacidad disponible en la red podría afectar sustancialmente nuestros proyectos y causar reducciones en el tamaño de las plantas, retrasos en la implementación del proyecto, cancelación de proyectos, aumentos en los costes de las actualizaciones de transmisión y posibles ejecuciones de cualquier garantía que hayamos proporcionado.

Durante el año 2021 y el primer trimestre de 2022, hemos estado sujetos a ciertas restricciones debido a desviaciones o instrucciones del operador de la red (*Red Eléctrica*) o el operador de la red de distribución que han afectado a nuestra actividad en determinadas plantas. En particular, en 2021 nuestras plantas solares fotovoltaicas Fernandina y Montesol en 2021 experimentaron c. 1.824 MWh y c.61,87 MWh, respectivamente, de reducción de la producción, mientras que en 2022 estas plantas no han experimentado ninguna reducción hasta el momento. En los años 2021 y 2022 experimentamos reducciones tanto en las plantas solares fotovoltaicas de El Muelle como en las de Los Belos. Los Belos experimentaron c.765,83 MWh de reducción en 2021 y c.31,7 MWh en 2022 (a 31 de marzo de 2022) y El Muelle experimentó c.285,32 MWh de reducción en 2021 y c.6,6 MWh en 2022 (a 31 de marzo de 2022).

La falta de capacidad disponible en la red, debido a la congestión, la sobreproducción por parte de las instalaciones conectadas o las fluctuaciones excesivas en los precios del mercado eléctrico podrían afectar sustancialmente nuestros proyectos y causar reducciones en el tamaño de la planta, retrasos en la implementación del proyecto, cancelación de proyectos, aumentos en los costes de las actualizaciones de transmisión y posibles ejecuciones de cualquier garantía que hayamos proporcionado. En este sentido, consideramos que España, Italia, el Reino Unido y Estados Unidos son mercados maduros y restringidos. En Estados Unidos estamos presentes en el MISO (*Midcontinent Independent System Operator*), CAISO (*California Independent System Operator*), NYSERDA (*New York State Energy Research and Development Authority*) y PJM (*Pennsylvania—Jersey—Maryland*). Todos ellos son mercados maduros y restringidos en ciertas subestaciones.

La falta de capacidad también podría hacer que el administrador de la red nos solicite que reduzcamos nuestro suministro a la red por debajo de nuestras capacidades de producción regulares (lo que se conoce como reducción de la red). Tales solicitudes de reducción de la red resultan automáticamente en una pérdida de ingresos generados por las plantas afectadas y una reducción en su rentabilidad (esta reducción es mayor para un productor de energía renovable, para quien los costes de producción son fijos y los recursos no se pueden almacenar, que para un productor de energía no renovable, cuyos costes de producción son variables y los recursos se pueden almacenar fácilmente).

Cualquiera de los factores anteriores puede tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.3.4. Nuestra dependencia de contratistas y proveedores externos nos expone a riesgos, incluidas condiciones económicas, de mercado y políticas adversas.

Si bien tenemos capacidades de gestión de servicios de EPC internas completas, subcontratamos los trabajos de ingeniería civil y construcción requeridos y el ensamblaje electromecánico relacionado con nuestros proyectos a contratistas externos. Además, nunca hemos proporcionado servicios de gestión EPC en relación con plantas eólicas en el pasado, ya que hemos externalizado y subcontratado con un contratista EPC externo, pero si fuese económicamente viable, podríamos hacerlo en el futuro. Para obtener información adicional, consulte "*Negocios: nuestra cadena de valor totalmente integrada: construcción y conexión a la red*" y "*O&M y Gestión de Activos*". Además, no fabricamos componentes o equipamientos para nuestras plantas y no tenemos la intención de hacerlo en el futuro. Como resultado, confiamos en proveedores externos para dichos componentes y equipamientos. Experimentamos cierta concentración de proveedores con respecto a nuestros equipamientos En Construcción y Pre-Construcción. Como consecuencia, si nuestros proveedores actuales no pueden proporcionarnos el equipamiento relevante, es posible que no siempre podamos seleccionar otros proveedores con experiencia técnica equivalente para reemplazarlos o que no podamos aprobar nuevos proyectos para su uso en nuestros proyectos de manera oportuna y en términos comercialmente razonables. Nuestros principales proveedores externos son (i) Eging para los módulos (representando c. el 76% de nuestros módulos contratados y c. el 23% del total de equipamientos contratados); (ii) PV Hardware para los localizadores (que representa c. el 75% de nuestros localizadores contratados y c. el 26% del equipamiento total contratado); y (iii) Sungrow para los inversores fotovoltaicos (representando c. el 54% de los inversores fotovoltaicos contratados y el 19% del total de equipamientos contratados). Confiamos en otros proveedores relevantes para módulos, localizadores e inversores fotovoltaicos como Longi, Astronergy, Power Electronics y STi Norland. Para obtener información adicional sobre nuestros proveedores relevantes, consulte "*Negocio—Proveedores*" y para obtener información específica sobre los proveedores de los diferentes componentes, véase el cuadro en "*Negocio – Detalles En Construcción – Plantas solares fotovoltaicas*".

Si nuestros contratistas o nuestros proveedores no satisfacen sus obligaciones, no realizan trabajos o no nos suministran componentes o equipamientos que cumplan con nuestros estándares de calidad, se enfrentan a dificultades financieras, no cumplen con las leyes y regulaciones aplicables o aumentan sus costes o nos transfieren costes asociados con sus cadenas de producción o distribución (por ejemplo, costes de transporte), podríamos experimentar retrasos significativos y sobrecostes, lograr menores ratios de disponibilidad técnica y / o niveles de rendimiento, enfrentarnos a situaciones de incumplimiento bajo ciertos convenios o cláusulas de incumplimiento cruzado y sufrir daños reputacionales, además de estar expuestos a posibles sanciones penales y responsabilidades significativas para las cuales es posible que no tengamos suficiente cobertura de seguro. Nuestra capacidad para obtener indemnizaciones de contratistas y proveedores puede estar limitada por su solvencia financiera o las restricciones contractuales y garantías otorgadas por dichos contratistas o proveedores pueden no cubrir completamente nuestras pérdidas.

Además, las circunstancias políticas y las regulaciones pueden afectar el coste de los componentes. Por ejemplo, se espera que la *International Trade Administration* (Estados Unidos) emita una resolución relacionada con las medidas *antidumping* (aumento de los aranceles de importación) que afectarían a las importaciones de determinados productos manufacturados procedentes de Malasia, Tailandia, Camboya y Vietnam. Esta medida *antidumping* podría afectar potencialmente el coste de los componentes utilizados para el desarrollo de nuestras plantas En Construcción y Pre-Construcción ubicadas en Estados Unidos (debido a dicho aumento de los aranceles). Hemos iniciado negociaciones con nuestro proveedor afectado (Astronergy) para encontrar diferentes opciones de entrega.

La pandemia de la COVID-19 ha afectado a todos los países en los que operan nuestros proveedores, incluidos, entre otros, China, Francia, India, Italia, México, España, Estados Unidos y Vietnam. Como resultado, hemos sufrido ciertos retrasos en la entrega de equipamientos y materiales. Además, los acontecimientos políticos y militares en Ucrania, en particular las tensiones actuales y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia desde 2014 (y más recientemente desde finales de febrero de 2022), las malas relaciones entre Estados Unidos y Rusia, y las sanciones de Estados Unidos, la UE y el Reino Unido contra Rusia, Bielorrusia y / o regiones de Ucrania también pueden tener un impacto adverso en la economía mundial de muchos países que a su vez podría afectar la disponibilidad de suministros y nuestra relación con nuestros proveedores y contratistas. Además, durante 2022, la inflación y los precios de las materias primas se han disparado, afectando las materias primas, la producción y los costes logísticos. Nuestros costes internos de abastecimiento podrían afectar significativamente nuestra tasa interna de rendimientos debido a los mayores costes de múltiples materias primas (hierro, acero, silicio, cobre, aluminio, vidrio o plata) en la actualidad y en el futuro. A pesar de haber firmado contratos de futuros para fijar el coste de nuestros proyectos, no podemos garantizar que el aumento del precio de las materias primas y/o el aumento del precio logístico puedan materializarse en el proveedor solicitando un ajuste de precio o incumpliendo con las fechas de entrega o con la entrega del equipamiento en absoluto.

A la fecha de este Folleto, lo anterior no nos ha impedido cumplir con nuestros plazos, pero no podemos asegurar que lo anterior no tenga un efecto material adverso en nuestras operaciones en el futuro. Nuestra incapacidad para gestionar con éxito los riesgos involucrados en el uso de contratistas y proveedores externos podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.3.5. El mantenimiento y la renovación de las plantas de energía renovable implican riesgos significativos que podrían resultar en cortes de energía no planificados, reducción de la producción y gastos de capital imprevistos.

A la fecha de este Folleto, proporcionamos servicios de O&M con respecto a todas las plantas solares fotovoltaicas en operación (es decir, no proporcionamos servicios de O&M para la planta eólica terrestre La Estrella), incluidas aquellas plantas con respecto a las cuales tenemos una participación minoritaria. Además, proporcionamos servicios de O&M con respecto a ciertas plantas que están totalmente en manos de terceros. Por lo tanto, todas las plantas para las que prestamos servicios de O&M tienen una capacidad bruta instalada agregada de c. 558 MW (incluyendo c. 25 MW correspondientes a las plantas que son propiedad total de terceros).

La operación de nuestras plantas de energía renovable implica riesgos que incluyen la avería o fallo de equipamientos o procesos o un rendimiento por debajo de los niveles esperados de producción o eficiencia. Tales fallos y problemas de rendimiento pueden deberse a una serie de factores, incluidos errores humanos, daños intencionales, cortes de energía, falta de mantenimiento y desgaste general a lo largo del tiempo.

Las interrupciones no planificadas, incluidas las extensiones de las interrupciones programadas debido a fallos mecánicos u otros problemas relacionados con nuestras plantas, también pueden ocurrir de vez en cuando y son un riesgo inherente de nuestro negocio. Las interrupciones no planificadas generalmente aumentan nuestros gastos de operación y mantenimiento, que pueden no ser recuperables bajo el PPA relevante, y pueden reducir nuestros ingresos como resultado de la venta de cantidades reducidas de electricidad o requerir que incurramos en costes significativos como resultado de administrar una instalación de mayor coste, o incluso podrían conducir a un incumplimiento bajo un PPA que resultaría en su terminación.

Según ejemplos recientes de cortes no planificados, el 15 de febrero de 2021 la red eléctrica mexicana experimentó un apagón que afectó a nuestra planta solar fotovoltaica de Andalucía durante un par de horas. Estimamos que la pérdida asociada a esta interrupción ascendió a c. 91,5 MWh. Además, el 25 de enero de 2021 experimentamos cortes en las plantas solares fotovoltaicas El Muelle y Los Belos de 7:30 a 17:45. Estimamos que las pérdidas asociadas a estas interrupciones ascendieron a c. 4,89 MWh y c.22,29 MWh, respectivamente. Por último, el 10 de julio de 2021, experimentamos cortes en Chile (Parque Eólico La Estrella) hasta el 21 de agosto de 2021. Las pérdidas estimadas asociadas a este fallo ascendieron a c. 12,890 MWh. A la fecha de este Folleto, no hemos tenido otras interrupciones adicionales.

Además, es posible que los equipamientos o componentes críticos no siempre estén disponibles cuando sea necesario, lo que puede introducir un tiempo de inactividad significativo y un retraso en la reanudación de la operación de la instalación y provocar la pérdida de ingresos. Ciertos equipamientos o componentes especialmente fabricados o diseñados requieren un tiempo y un gasto significativos para construirse y entregarse, y si no funcionan según lo planeado o están dañados, reemplazarlos puede crear un gasto sustancial para nosotros y generar un tiempo de inactividad significativo para la instalación relevante.

Es posible que se requieran gastos de capital más altos de lo esperado debido a los cambios en las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad (incluidos los cambios en la interpretación o aplicación de los mismos), las reparaciones necesarias de las instalaciones o eventos inesperados (como desastres naturales o provocados por el hombre o ataques terroristas).

Cualquier fallo inesperado, incluida el fallo asociada con averías, interrupciones forzadas o cualquier gasto de capital imprevisto en nuestras plantas, podría resultar en una reducción de la rentabilidad y / o poner en peligro la capacidad de nuestros proyectos para pagar su deuda, cumplir con los PPAs u otras obligaciones y realizar distribuciones, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.3.6. Nos enfrentamos a riesgos relacionados con la falta de control sobre las plantas en las que tenemos una participación minoritaria.

Tras la finalización de la transacción de Riverstone en 2020, poseemos una participación del 20% en la sociedad propietaria de Andalucía y Aguascalientes en México, que tienen una capacidad instalada bruta agregada de c. 144,2 MW (lo que representa una capacidad instalada atribuible de c. 28,8 MW). Para obtener información adicional sobre nuestros derechos con respecto a dichas plantas y los acuerdos alcanzados con Riverstone, consulte "Contratos Materiales".

Nuestra posición de propiedad con respecto a las plantas en las que tenemos una participación minoritaria, significa que carecemos de control sobre ciertas decisiones estratégicas y operativas que pueden afectar el desarrollo, la construcción, la operación y la propiedad de estas plantas. Además, nuestra capacidad para recibir dividendos y otros pagos de las sociedades propietarias de dichas plantas depende, o dependerá, no solo de los flujos de efectivo y las ganancias de dichas sociedades, sino también de los términos de los acuerdos celebrados con los accionistas de dichas sociedades y / o las decisiones de otros accionistas. Los accionistas de dichas sociedades pueden (i) tener intereses u objetivos económicos o comerciales que sean inconsistentes con los de nuestro Grupo, (ii) sufrir un cambio de control que podría resultar en dificultades imprevistas con su sucesor, (iii) experimentar dificultades financieras y de otro tipo, (iv) estar en violación de sanciones internacionales, o (v) no poder o no querer cumplir con sus obligaciones en virtud de cualquier acuerdo de accionistas relevante. El conflicto o desacuerdo con otros accionistas puede llevar a un punto muerto y resultar en nuestra incapacidad para seguir nuestra estrategia deseada y / u obligarnos a salir de dichas sociedades.

Cualquiera de los anteriores podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

1.3.7. Nuestro éxito depende del servicio continuo de cierto personal clave.

Nuestra capacidad para operar nuestro negocio e implementar nuestras estrategias depende principalmente de las contribuciones continuas de nuestro CEO (consejero delegado), nuestra alta dirección, ingenieros y otro personal, así como nuestro equipo de desarrollo de negocios.

Debido al extraordinario crecimiento del sector renovable español, en los últimos meses se ha producido un aumento de la demanda de personal especializado y experimentado en el sector renovable. En el caso de que ciertos miembros de nuestra alta dirección dejen de participar activamente en la gestión de nuestra entidad, esto puede perjudicar nuestra capacidad para competir con éxito en nuestra industria y mantener nuestra cultura e identidad, que es lo que nos diferencia de otros competidores. Además, la pérdida no planificada de los servicios de dicha alta dirección puede afectar negativamente a nuestro negocio y resultar en un retraso en los procesos de administración o toma de decisiones hasta que se pueda encontrar un reemplazo adecuado. La pérdida de cualquiera de nuestros directores de proyectos, ingenieros o desarrolladores clave

también puede tener un efecto material adverso en nuestro negocio, ya que podría resultar en retrasos en la finalización de nuestros proyectos, a menos que y hasta que encontremos un reemplazo calificado.

Además, nuestro crecimiento y éxito futuros se basan en nuestra capacidad para atraer, contratar, desarrollar y retener personal cualificado de dirección, administración, operaciones y técnico. En general, la contratación de personal titulado en ingeniería mecánica y eléctrica, habilidades de dirección de proyectos y otras en el campo de las energías alternativas es altamente competitiva debido a la escasez de personas con la capacitación y experiencia adecuadas. Continuaremos revisando y, cuando sea necesario, fortaleciendo a nuestra alta dirección a medida que se desarrollen las necesidades del negocio, incluso a través de la promoción interna y las contrataciones externas.

Puede haber un número limitado de personas con las competencias requeridas para cubrir en estos puestos y no podemos asegurar que podamos localizar o emplear a dicho personal cualificado en términos aceptables para nosotros, o en absoluto, lo que puede afectar nuestras relaciones con clientes y / o proveedores.

2. Riesgos Relacionados con nuestra Industria

2.1. La competencia en el mercado de las energías renovables es cada vez más intensa y puede afectarnos negativamente.

Los mercados de energía solar y eólica son altamente competitivos y están en constante evolución, y nos enfrentamos a una competencia significativa en cada uno de los mercados en los que operamos. En particular, es posible garantizar nuestra capacidad de obtener PPAs con condiciones favorables para cualquier nuevo proyecto teniendo en cuenta la competencia, cada vez más intensa, por dichos acuerdos.

A medida que los mercados han madurado y los avances y volúmenes tecnológicos han reducido los costes de construcción, los incentivos gubernamentales se han reducido y los proyectos se adjudican cada vez más de forma privada o sobre la base de mecanismos de subasta diseñados para dar lugar a precios de compra más bajos para la electricidad producida. No es posible garantizar que podremos ganar las subastas u otras oportunidades de licitación para las que presentemos pujas o hagamos ofertas. En la mayoría de casos, tales oportunidades se ganan principalmente sobre la base del precio relevante, y si presentamos una puja o hacemos una oferta con un precio unitario de electricidad superior al de nuestros competidores, es probable que nuestra puja u oferta fracase. Los competidores que están dispuestos a aceptar márgenes más bajos que nosotros, o que realizan análisis menos rigurosos de la rentabilidad del proyecto, pueden presionar sobre los márgenes y hacer que sea más difícil para nosotros ganar proyectos en absoluto o con precios que permitan obtener una rentabilidad suficiente del proyecto. Por ejemplo, no logramos obtener ninguna capacidad a los precios ofrecidos en la primera subasta para adjudicar el REER (como se define en la sección “Regulación”) que tuvo lugar el 26 de enero de 2021 en España.

Los competidores con frecuencia pujan agresivamente en las licitaciones en las que participamos y compiten con nosotros en otras oportunidades de negocio. Pueden calcular sus pujas u ofertas, según sea el caso, basándose en supuestos de precios bajos para paneles solares, turbinas eólicas u otros componentes del sistema, así como bajos costes de construcción, mantenimiento, capital y otros. Tales pujas u ofertas pueden presionar a la baja sobre el precio medio de venta en virtud de los PPAs y pueden dificultarnos la presentación de pujas ganadoras u ofertas a precios que garanticen rendimientos específicos o suficientes, en particular para cubrir la financiación de la deuda de los proyectos relevantes.

La intensa y creciente competencia ha contribuido durante los últimos años a una disminución de los precios de los PPAs ofrecidos por los suministradores de energía (*off-takers*) que nos hicieron entrar en PPAs a precios más bajos en comparación con los del año 2019. Sin embargo, recientemente hemos visto un aumento en los precios de los PPAs a corto plazo (por un plazo de menos de tres (3) años), principalmente debido a los precios actuales de la electricidad y las dificultades para conseguir componentes como resultado de la reciente crisis global de las industrias de transporte y logística junto con la crisis energética derivada de las tensiones en curso y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia. Sin embargo, los PPAs a largo plazo se mantienen razonablemente estables.

Además, en cada uno de los mercados en los que operamos, nos enfrentamos a la competencia de participantes locales y globales, muchos de los cuales se benefician de una amplia experiencia (tanto a nivel nacional como internacional) en el desarrollo, construcción y operación de instalaciones de generación eléctrica, así como de recursos financieros, capacidades técnicas o conciencia local que pueden ser comparables o superiores a los de nuestro Grupo. Además, el sector de las energías renovables se ha caracterizado en los últimos años por una tendencia hacia la consolidación que ha dado lugar a mayores participantes en el mercado con importantes recursos financieros.

Adicionalmente, los mercados de las energías renovables en general, y los mercados de la energía solar y eólica en particular, se caracterizan por rápidas mejoras y aumentos en la diversidad de tecnologías, productos y servicios y, para seguir siendo competitivos, debemos responder eficazmente a estos rápidos cambios. Las mejoras tecnológicas en los mercados de la

energía solar y eólica generalmente contribuyen a reducir los costes y mejorar las características técnicas, lo que hace que las tecnologías más antiguas sean menos competitivas. Si nuestros competidores logran desarrollar tecnologías o garantizar la entrega de equipos con dicha tecnología que les permita presentar ofertas a precios más bajos o en términos más atractivos, podríamos no poder igualar estas ofertas sin afectar nuestra rentabilidad y es posible que no podamos presentar una oferta en absoluto. Por el contrario, si intentamos utilizar nuevas tecnologías que no están probadas y aún no están generalizadas en relación con un proyecto determinado, podemos encontrar dificultades para negociar la financiación de dicho proyecto, lo que podría posicionarnos en desventaja competitiva en relación con los competidores con recursos suficientes para autofinanciar proyectos que utilizan estas nuevas tecnologías, en particular cuando las nuevas tecnologías requieren una inversión inicial sustancial y / o proporcionan una posterior ventaja de costes significativa.

El mercado de las energías renovables puede recurrir a nuevas fuentes de energía renovable como el almacenamiento, que puede tener un papel relevante en la transición energética. Actualmente tenemos varios proyectos de almacenamiento dentro de nuestra cartera de proyectos (en particular, nuestros proyectos clasificados como "Oportunidades Identificadas"), de forma independiente y como oportunidades de hibridación. Sin embargo, podríamos fracasar en el desarrollo y/o implementación de estos proyectos de almacenamiento o cualquier otra nueva tecnología.

Además, el mercado de las energías renovables es relativamente nuevo en comparación con los mercados de los combustibles fósiles y la energía nuclear y puede sufrir la competencia de otras fuentes de generación de electricidad. Los factores que pueden afectar la tasa de crecimiento de la capacidad instalada y el atractivo de la energía renovable en comparación con otras fuentes de energía, incluyen, entre otros, los siguientes:

- la competitividad de la electricidad generada por instalaciones de energía renovable en comparación con las fuentes de energía convencionales (como el gas natural, el carbón, el petróleo y otros combustibles fósiles o la energía nuclear);
- el rendimiento, la fiabilidad y la disponibilidad de la energía generada por las instalaciones de energía renovable en comparación con las fuentes de energía convencionales;
- mejoras tecnológicas y cambios en los costes de los componentes (como paneles solares, turbinas eólicas y otros componentes del sistema), así como los costes de EPC y operación y gestión (**O&M** (en inglés));
- las fluctuaciones en las condiciones económicas y de mercado que afectan al precio y la demanda de fuentes de energía convencionales, tales como los aumentos o disminuciones en el precio de las fuentes de energía convencionales, y los cambios en el coste, la eficiencia y la inversión en los equipamientos necesarios para otras tecnologías de producción de electricidad;
- las variaciones que afectan a la demanda mundial de energías renovables tanto por parte de los agentes gubernamentales (en caso de cambios en las políticas públicas basadas en incentivos) como de los agentes privados (en particular si disminuye el beneficio reputacional obtenido por las empresas privadas por obtener su energía principal o exclusivamente de fuentes renovables); y
- para los mercados geográficos en los que aún no se ha alcanzado la paridad en el acceso a la red, los cambios en la disponibilidad, fundamento y magnitud de los programas de apoyo, incluidos los objetivos gubernamentales, los subsidios, los incentivos y los estándares favorables de energía renovable, incluidos los posibles cambios adversos en relación con los programas aplicables a otras formas de generación de energía convencional o no convencional.

Cualquiera de los factores anteriores puede evolucionar de maneras que actualmente no prevemos. Pueden desarrollarse nuevas condiciones de mercado, que podrían afectar nuestra planificación estratégica de forma imprevista. Si el mercado de la energía renovable crece menos rápidamente o de una manera diferente a la prevista, el apetito de los inversores de capital y deuda por estas inversiones puede disminuir, y podemos tener dificultades para cumplir con nuestros objetivos de desarrollo u objetivos de negocio.

2.2. La producción de electricidad a partir de recursos renovables depende en gran medida de las condiciones climáticas y de los recursos solares y eólicos. Además, los riesgos relacionados con el cambio climático y los episodios de fenómenos meteorológicos extremos podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad.

Invertimos y planeamos seguir invirtiendo en proyectos de generación eléctrica que dependen principalmente de recursos solares y, en menor medida, de recursos eólicos. La generación de electricidad por parte de nuestras plantas de energía renovable depende en gran medida de la cantidad de luz solar disponible para nuestras plantas solares fotovoltaicas y la energía cinética del viento al que está expuesta nuestra planta eólica terrestre. Estos recursos están fuera de nuestro control y pueden variar significativamente con el tiempo. La falta de luz solar o viento podría derivar en una disminución en la generación de electricidad. Por el contrario, el calor excesivo puede derivar en una reducción en la producción de electricidad

por parte de las plantas solares fotovoltaicas y los vientos que exceden ciertas velocidades pueden dañar las turbinas eólicas y las plantas solares fotovoltaicas y obligarnos a suspender su operación.

Basamos nuestra previsión de producción de electricidad para cada planta en estudios estadísticos de las condiciones climáticas históricas observadas en nuestros emplazamientos. Las cláusulas financieras negociadas en relación con la financiación de nuestros proyectos generalmente asumen que estas predicciones resultarán correctas, al menos, en un porcentaje mínimo de tiempo definido. Estas estimaciones de la luz solar y recursos eólicos en nuestros emplazamientos, realizadas en base a nuestra experiencia y estudios realizados por ingenieros independientes, podrían no reflejar el nivel real de recursos solares y eólicos de un emplazamiento en un año determinado. Una generación eléctrica inferior a la esperada podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio.

Además, los riesgos relacionados con el cambio climático o las condiciones climáticas extremas podrían afectar significativamente nuestra cartera y negocio o el negocio de nuestros compradores de electricidad. En la medida en que el cambio climático cause variaciones en las temperaturas, los recursos eólicos y el tiempo atmosférico, o cause un aumento en el promedio de nubosidad o aumente la intensidad o frecuencia de los fenómenos climáticos extremos, puede tener un efecto adverso en nuestras plantas y negocio. Adicionalmente, los fenómenos climáticos extremos pueden resultar en un aumento en las interrupciones y en costes de O&M incrementados o interferir con el desarrollo y la construcción de proyectos a gran escala, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio.

2.3. *Estamos expuestos a cambios en los precios de venta de electricidad, incluidos los precios mayoristas de la electricidad.*

Estamos expuestos al riesgo de precios en los mercados mayoristas de electricidad, donde vendemos una parte de la electricidad generada en nuestras plantas. Tenemos un enfoque conservador para la gestión de riesgos comerciales y, a la fecha de este Folleto, nuestra producción de energía no cubierta por los PPAs (u otros tipos de acuerdos de remuneración) representa hasta c. 30% de nuestra producción total anual de energía, a excepción de Sol de los Andes y La Estrella en Chile, donde las ventas comerciales representan un estimado de c. 53% de su producción combinada. Como resultado de esta exposición a los precios comerciales, una disminución en el precio de mercado de la electricidad podría afectar material y negativamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio. Para obtener información sobre nuestros acuerdos de remuneración, consulte "*Negocio—Cartera—Remuneración de la Cartera de Proyectos*". Además, esperamos que, tras el vencimiento del plazo de nuestros PPAs y asumiendo (como se anticipó) que nuestras plantas continúan produciendo electricidad (y antes de cualquier posible suscripción de un nuevo PPA), vendamos esta electricidad en el mercado. Además, es posible que tengamos que comprar electricidad en el mercado mayorista cuando hayamos suscrito en un PPA en relación con una planta de energía renovable que aún no está en funcionamiento en el momento en que dicho PPA entre en vigor. En tal caso, es posible que necesitemos comprar electricidad en el mercado mayorista a un precio que puede ser superior al precio especificado en el PPA correspondiente para que la cantidad de energía que hemos acordado entregar en virtud del PPA correspondiente esté disponible para el comprador en cuestión. En cada uno de estos casos, estamos, o estaremos, expuestos a aumentos y / o disminuciones en el precio de mercado de la electricidad que podrían afectar sustancial y negativamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de negocio. Además, la rentabilidad del negocio de generación de energía en general se ve afectada por la evolución del precio de venta de la electricidad y, por tanto, dicha evolución puede afectar al atractivo de futuros proyectos de energías renovables así como al valor contable de nuestras plantas existentes.

Adicionalmente, los precios de la electricidad suelen ser muy volátiles. Desde 2021, los precios de la electricidad han aumentado significativamente debido a, en primer lugar, la escalada de los precios del gas y, más recientemente, debido a los acontecimientos políticos y militares en Ucrania, particularmente las tensiones en curso y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia. Como resultado, el c. 30% de nuestra producción total anual de energía no cubierta por los PPAs está expuesta a la volatilidad de los precios de la electricidad (habiéndose beneficiado de precios más altos durante los últimos meses), mientras que el c. 70% restante está cubierto por los PPAs firmados con los diferentes compradores, manteniendo nuestros flujos de caja generalmente estables y garantizados, pero sin beneficiarse de los precios más altos de la electricidad.

Alternativamente, un período de precios inicialmente altos y, en consecuencia, márgenes de venta al contado más altos puede dar paso rápidamente a precios más bajos. Por lo tanto, también es posible que los precios de la electricidad disminuyan en el futuro debido al mayor suministro de electricidad por parte de las plantas solares fotovoltaicas que son cada vez más eficientes, con un coste marginal de operación bajo o nulo, y debido a la mayor presencia de energía solar fotovoltaica en el conjunto de energías renovables. En el futuro podríamos estar expuestos a precios por MWh más bajos que los que prevalecen actualmente en el mercado y, en consecuencia, generaríamos menores ingresos.

Además, la volatilidad de los precios de la electricidad ha impactado negativamente en las valoraciones de nuestros PPAs sintéticos. El valor razonable de los PPAs sintéticos se estima de acuerdo con las valoraciones realizadas por expertos independientes, sobre la base de las curvas de precios de la electricidad a largo plazo entre la fecha de contratación y la fecha de reporte. Sin embargo, estas valoraciones pueden generar la “ineficacia” que se produce cuando los nominales (denominados en MWh) entre el derivado real y la valoración realizada por los expertos independientes no son del todo coincidentes. En el ejercicio finalizado en 2021, la ineficacia impactó negativamente en nuestra cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el cambio en el valor razonable impactó negativamente en nuestro patrimonio neto consolidado, como consecuencia del incremento de los precios de la electricidad debido principalmente al aumento de los precios del gas durante los últimos meses de 2021.

Además, en el marco de los 17 PPAs sintéticos suscritos con Endesa en diciembre de 2021 (por un periodo de 10 años a partir de 2023 y 2024), hemos otorgado a Endesa las cuatro Opciones Escritas para adquirir el 25% de nuestra producción de energía a precio fijo (26,50 €/MWh) entre los años 2034 y 2037. Conforme a los términos de las Opciones Emitidas, Endesa ejercerá cada Opción Emitida cuatro años antes de cada uno de los años (por ejemplo, para adquirir la energía producida en 2034, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2030; para adquirir la energía producida en 2035, Endesa ejercerá la Opción Emitida en 2031 y así sucesivamente). Desde una perspectiva contable, los cambios en el valor razonable se registran en la partida “Otras ganancias y pérdidas” de nuestra cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, ya que no cumplen con los criterios para la contabilidad de cobertura. En el primer trimestre de 2022, el cambio en el valor razonable de las Opciones Emitidas impactó negativamente en nuestra cuenta consolidada de pérdidas y ganancias por un importe total de 9.492 miles de euros (negativo).

Para más información, véase “*- Hemos obtenido resultados negativos en los años 2020, 2021 y en el primer trimestre de 2022 y es posible que sigamos obteniendo resultados negativos en el futuro.*” y “*- La volatilidad de los precios de la electricidad puede tener un impacto negativo en nuestros resultados, deuda y capital como consecuencia de la valoración de nuestros PPAs sintéticos. La valoración de las Opciones Emitidas también puede afectar negativamente a nuestros resultados*” anteriores.

Para obtener información sobre la evolución de los precios de venta de electricidad en las jurisdicciones donde tenemos, o esperamos tener actualmente, plantas en operación, incluidos los precios mayoristas de electricidad pasados y previstos, consulte “*Visión general de la industria*”.

3. Riesgos Legales y Regulatorios

3.1. Los cambios desfavorables en las regulaciones o políticas gubernamentales podrían afectar nuestro negocio.

Nuestras actividades dependen en cierta medida de políticas públicas basadas en incentivos en los países en los que operamos, que tienen como objetivo promover la producción y venta de energía a partir de recursos renovables. Dependiendo del país, estas medidas pueden adoptar la forma de compromisos y planes estatales para la producción de energía renovable, subsidios directos o indirectos a los operadores, obligaciones de compra a tarifas reguladas, reglas de fijación de precios para la electricidad producida a partir de recursos renovables, cuotas de suministro de energía renovable impuestas a los consumidores profesionales no estatales, la emisión de certificados verdes negociables, acceso prioritario a las redes de distribución y transmisión e incentivos fiscales. Estas políticas y mecanismos suelen mejorar la viabilidad comercial y financiera de las plantas de energía renovable y, a menudo, nos facilitan la obtención de financiación.

La disponibilidad y el apoyo de tales políticas y mecanismos dependen de los desarrollos políticos y de políticas relacionadas con las preocupaciones ambientales en un país o región determinados, que pueden verse afectadas por una amplia gama de factores, incluidas las condiciones macroeconómicas, la situación financiera de la industria eléctrica (particularmente en vista de la posible escasez de ingresos para remunerar los servicios y actividades reguladas), los cambios en los gobiernos y los esfuerzos de lobbying de las diversas partes interesadas afectadas (incluida la industria de la energía renovable), otros productores y consumidores de electricidad, grupos ecologistas, empresas agrícolas y otros. Además, la existencia de procesos de licitación pública depende en gran medida del compromiso de los países y regiones con la promoción de la producción de energía renovable dentro de sus territorios.

Cualquier reversión, o cambios desfavorables, a dichas políticas de incentivos gubernamentales, o cuestiones interpretativas e incertidumbres en torno a su implementación, o cualquier disminución en el número de licitaciones públicas o en los volúmenes de energía asignados a través de ellas, podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

Por ejemplo, en España se ha producido un ajuste temporal de la retribución de determinados tipos de plantas de generación, en proporción a los supuestos mayores ingresos obtenidos por dichas plantas al internalizar en el precio de la electricidad en

el mercado mayorista el incremento del precio del gas natural en los mercados internacionales por tecnologías de emisiones marginales (como la tecnología de ciclo combinado), como consecuencia de la reciente promulgación del (i) Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la subida de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad (el “**Real Decreto-ley 17/2021**”), (ii) Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de la transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural (el “**Real Decreto-ley 23/2021**”), (iii) Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional en respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (el “**Real Decreto-ley 6/2022**”), y (iv) Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece un mecanismo temporal de ajuste de costes de producción para reducir el precio de la electricidad en el mercado mayorista (el “**Real Decreto-ley 10/2022**”).

Hasta marzo de 2022, el importe total de *clawback* de acuerdo con los cambios normativos introducidos por la normativa anterior en nuestros proyectos asciende a 306 miles de euros, lo que es significativamente inferior a lo que hemos ganado con la suspensión del Impuesto de Generación (IVPEE) en el mismo periodo (c. 1,098 miles de euros). Además, el citado Real Decreto-ley 10/2022 introduce un tope progresivo al precio del gas en el Mercado Ibérico de la Electricidad. A partir de los 40€/MWh durante un periodo de 6 meses y posteriormente, se incrementará en 5€/MWh al mes hasta alcanzar los 70€/MWh al final del año durante el cual esta medida esté en vigor (hasta mayo-2023). Con esta medida, los gobiernos de Portugal y España pretenden bajar los precios *pool*, que durante los primeros meses de 2022 tuvieron un promedio de 219,19€/MWh. Este cambio normativo afectaría a los precios *pool* (y no los precios acordados en nuestros PPAs) y, por lo tanto, también a nuestras ventas de energía en el mercado mayorista no cubierto por las PPAs. No debería tener un impacto significativo en nuestros proyectos, ya que los precios de mercado han sido y se espera que sean más altos que las curvas de precios utilizadas en los modelos financieros de nuestros proyectos operativos, por lo tanto, no afecta el retorno de la inversión esperado, pero no puede haber ninguna garantía de que los precios caigan por debajo de los contemplados dentro de nuestro modelo financiero que afecten el retorno de la inversión esperado. Por último, también en España, en diciembre de 2021 se aprobó el Real Decreto-ley 19/2021 por el que se adoptan medidas energéticas urgentes para fomentar la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, que preveía una prórroga de 9 meses hasta el plazo máximo para expedir determinados permisos medioambientales. La extensión de los plazos máximos para emitir los permisos relevantes puede dar lugar a un retraso en la ejecución de los proyectos o de la cartera de proyectos.

Para obtener información adicional sobre este nuevo reglamento, véase “*Regulación-España*”.

Además, el Gobierno ha anunciado la nueva imposición del impuesto sobre la electricidad. De acuerdo con la declaración del Presidente de España, estas medidas sólo afectarán a los operadores dominantes. La OPDE no se considera un operador dominante y, por lo tanto, dichas medidas no serían aplicables a la OPDE.

En 2014, el llamado “incentivo *spalma*” (*spalma incentivo*) (artículo 26, párrafos 2 y 3 del Decreto Ley nº 91 de 24 de junio de 2014) fue aprobado en Italia. El incentivo *spalma* introdujo una reducción de las tarifas de alimentación (“**FIT**”) aplicable a las plantas solares fotovoltaicas con efecto retroactivo y en derogación de las regulaciones anteriores, las concesiones de incentivos y los contratos privados. En particular, la tarifa FiT originalmente aplicable a nuestra planta de Puglia se redujo en un 8,0%. El 24 de enero de 2017, el Tribunal Constitucional italiano publicó la decisión no. 16/2017 confirmando la legitimidad constitucional del incentivo *spalma*. En enero, el Gobierno italiano introdujo medidas de *clawback* para los proyectos FiT (Decreto Ley 04/2022) que estarán en vigor hasta diciembre de 2022 (pueden prorrogarse 1 año). Con esta medida, todos los ingresos extraordinarios que recibían los proyectos FiT debido a los altos precios actuales del *pool*, se deducirán de sus tarifas FiT. Por lo tanto, cada zona de la red de distribución de Italia tiene un precio fijo para su *pool*, y la diferencia entre ese precio fijo (si es positivo) y el precio real se descontará del precio FiT. En nuestra zona de proyectos (Sur de Italia) se definió como 56€/MWh. Incluso con esta medida, nuestros proyectos cuentan con un esquema de ingresos favorable para su producción compuesto por su tarifa FiT (c. 325€/MWh) más el tope del precio *pool* (56€/MWh).

Además, tras un proceso de aprobación acelerado, enmiendas importantes a la LIE de México (como se define en “*Regulación*”) fueron aprobados a principios de marzo de 2021. En términos generales, estas enmiendas tienen como objetivo fortalecer la posición de la CFE mexicana (como se define en “*Regulación*”) en detrimento de los actores del sector privado. Ciertos senadores promovieron una acción de inconstitucionalidad contra las enmiendas de la LIE, aunque esta acción no tuvo éxito al no ser aprobada por la mayoría cualificada de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, como se requería (decisión de 8 de abril de 2022). Además, el 18 de abril de 2022, el Gobierno Federal propuso un proyecto de reforma eléctrica que afectaba la Constitución mexicana, pero esta propuesta fue rechazada por el Congreso mexicano (no alcanzó la mayoría cualificada).

El 12 de marzo de 2021, los efectos de las enmiendas a la LIE fueron suspendidos por un tribunal de distrito que decidió otorgar una orden judicial temporal (*amparos*) a favor de determinados participantes de la industria afectados (incluidos nosotros). La suspensión tiene efectos generales y las enmiendas a la LIE no tendrán efectos hasta que se anule la orden judicial y / o se resuelvan las reclamaciones pertinentes. Estos procedimientos de *amparo* aún están en curso y pendientes

de una decisión final de la Suprema Corte de Justicia de la Nación y, por lo tanto, los efectos de la suspensión siguen siendo aplicables. Sin embargo, hasta la decisión final de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, tenemos que considerar el riesgo de que las reformas de LIE propuestas por el Gobierno puedan ser aplicables en el futuro. Ver “Regulación—México”.

3.2. Hacemos negocios en un entorno altamente regulado y necesitamos obtener permisos, licencias y autorizaciones para llevar a cabo nuestras actividades.

Hacemos negocios en un entorno altamente regulado y nuestras operaciones internacionales nos exponen a regímenes legales diferentes y divergentes. Las regulaciones relevantes se refieren a cuestiones como la planificación urbana, la protección del medio ambiente (incluida la protección del paisaje, la regulación del ruido y la biodiversidad), la protección de las poblaciones locales, la salud en el lugar de trabajo, la higiene y la seguridad, el mantenimiento y la supervisión de las instalaciones, el desmantelamiento de las instalaciones al final de su vida útil y el reciclaje de los componentes de la instalación. Además, estamos sujetos a importantes demandas con respecto a la obtención de permisos, licencias y autorizaciones, que pueden tomar la forma de autorizaciones de planificación urbana (como permisos de construcción), evaluaciones o estudios de impacto ambiental obligatorios, autorizaciones de producción y operación, autorizaciones para conectarse a la red y otras autorizaciones específicas relacionadas con la presencia de sitios protegidos en las proximidades de nuestros proyectos (como sitios arqueológicos, edificios históricos, instalaciones militares o nucleares y bosques).

Los gobiernos nacionales y las autoridades locales pueden, dependiendo del país, tener un alto grado de discreción en la emisión de los permisos, licencias y autorizaciones requeridos y pueden ejercer su discreción de manera arbitraria o impredecible. Además, la multitud de agencias gubernamentales involucradas pueden hacer que el proceso de obtención de estos permisos, licencias y autorizaciones sea largo, complejo y costoso. Además, una vez concedidos, los permisos, licencias y autorizaciones pueden ser objeto de impugnación por parte de los residentes y asociaciones locales, especialmente en el caso de proyectos eólicos, que generalmente pueden argumentar que las instalaciones dañarán el paisaje y la biodiversidad, causarán contaminación acústica y, en general, dañarán el medio ambiente. Tal oposición puede extender la duración del período de desarrollo u obligarnos a abandonar ciertos proyectos.

El desarrollo de una planta de energía renovable implica un proceso de múltiples fases que consta de tres grandes fases: i) el desarrollo de la fase inicial, que suele durar de seis a nueve meses; ii) la autorización, que suele tardar de 18 a 24 meses; y iii) el desarrollo de la fase final, que incluye pasos que tienen lugar a lo largo de todo el proceso de desarrollo. En promedio, el desarrollo de la fase inicial, la fase de permisos, el desarrollo de la fase final (incluida la construcción y la red) y la financiación representan hasta el 1%, el 5% y el 89% y el 5%, respectivamente, del presupuesto total de una planta típica en España (nuestro mercado principal). Si finalmente no se construye la planta correspondiente, los costes y gastos asociados a la fase de permisos se registran como “Deterioro y ganancias y pérdidas por enajenaciones de activos no corrientes” después del cambio en nuestro modelo de negocio. Nuestras plantas solares fotovoltaicas existentes tienen una vida útil restante ponderada de 33 años.

Si no cumplimos o aseguramos el cumplimiento de nuestras instalaciones con cualquier disposición aplicable, o si no obtenemos o mantenemos las licencias, permisos u otras autorizaciones requeridas, puede resultar en sanciones por parte de las autoridades reguladoras o administradores de la red, incumplimientos de contratos y / o la detención o abandono de proyectos, cualquiera de los cuales podría afectar material y negativamente a nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

3.3. Podemos estar sujetos a riesgos fiscales.

Nosotros (directa o indirectamente a través de nuestros proyectos de SPVs) actualmente nos beneficiamos de regímenes fiscales favorables o basados en incentivos en algunos de los países donde hacemos negocio, que están diseñados para facilitar el desarrollo y promover el uso de fuentes de energía renovables e inversiones relacionadas. Por el contrario, estamos sujetos a impuestos específicos aplicables a las empresas involucradas en el sector energético y a impuestos locales aplicables a la construcción de instalaciones de generación de energía o al uso de las redes eléctricas. La disponibilidad y el alcance de estos incentivos fiscales e impuestos específicos, respectivamente, pueden evolucionar como resultado de los cambios en la sensibilidad política y social a las preocupaciones ambientales y el aumento de la madurez y la rentabilidad de la industria de las energías renovables en su conjunto. Cualquier disminución en los incentivos fiscales, o aumento en los impuestos específicos y los impuestos locales, podría afectarnos negativamente y resultar en una disminución potencial en la competitividad relativa de las energías renovables.

En particular, en España estamos sujetos a IVPEE (como se define en “Regulación”) que grava la generación de electricidad medida en barras de central y su incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica a un tipo general aplicable del 7%. Actualmente, el IVPEE se encuentra suspendido temporalmente en virtud del Real Decreto-ley 6/2022, como medida extraordinaria introducida por el Gobierno español debido a la subida de precios de la electricidad. Ver “Regulación—España—Impuesto sobre la generación eléctrica” para más detalles.

En términos más generales, estamos sujetos a las leyes y regulaciones fiscales de las diversas jurisdicciones en las que se encuentran u operan nuestras subsidiarias, y dichas leyes y regulaciones son complejas y no proporcionan pautas claras o definitivas en ciertos aspectos. No podemos garantizar que nuestra interpretación de dichas leyes y regulaciones no sea cuestionada por las autoridades fiscales pertinentes y, por lo tanto, cualquier impugnación exitosa por parte de las autoridades fiscales pertinentes o cualquier incumplimiento de dichas leyes o regulaciones puede resultar en reevaluaciones, intereses de demora, multas y sanciones. Además, las leyes y regulaciones fiscales pueden cambiar y puede haber cambios en su interpretación y aplicación por parte de las autoridades pertinentes, potencialmente con efecto retroactivo, especialmente en el contexto de iniciativas internacionales y europeas (como la OCDE, el G-20 o la UE).

En concreto, en España tributamos actualmente bajo el Régimen de Consolidación Fiscal, regulado en el Capítulo VI del Título VII de la Ley 27/2014 de 27 de noviembre del Impuesto sobre Sociedades (la "LIS"), y formamos parte de un grupo fiscal consolidado en el Impuesto sobre el Valor Añadido ("IVA") (siendo la sociedad matriz de ambos grupos de LIS (como se define en "Tributación") y de IVA). Las sociedades de un grupo de LIS o de IVA responderán solidariamente de las contingencias de LIS o de IVA derivadas de la aplicación del régimen de consolidación de LIS o de IVA, respectivamente. No esperamos que la Oferta tenga consecuencias adversas para los fines de nuestro actual Grupo LIS.

La ocurrencia de cualquiera de los factores anteriores puede resultar, entre otros, en un aumento de nuestra carga fiscal o una disminución total o parcial de nuestros activos reconocidos por impuestos diferidos (que a 31 de diciembre de 2021 ascendían a 26.321 miles de euros) y tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

3.4. Nosotros y dos de nuestros consejeros dominicales estamos siendo investigados en un procedimiento penal en España.

A la fecha de este Folleto, hay un procedimiento penal en curso contra dos de nuestros consejeros dominicales que involucra ciertos presuntos delitos corporativos y penales. Somos parte de dicho procedimiento penal. Ver "*Administración y Junta Directiva - Sin condenas y otras declaraciones negativas*".

El procedimiento se refiere a una demanda presentada por un antiguo accionista de nuestra filial OPDE Sur, S.A. ("**OPDE Sur**") contra nosotros como administrador único de OPDE Sur y contra D. Alejandro Javier Chaves Martínez y D. Gustavo Carrero Díez, entre otras personas físicas (como el ex director de OPDE Sur, la persona que nos representó a los efectos del cumplimiento de ese cargo o dos ex empleados) por considerar que actuaron como directores y representantes en la sombra de OPDE Sur, por varios presuntos delitos asociados con la venta por parte de OPDE Sur de dos (2) plantas solares y los servicios de O&M asociados a las mismas. En el marco de este procedimiento, el pasado 25 de noviembre de 2021, el tribunal competente dictó un auto de sobreseimiento provisional rechazando todas las pretensiones de la parte demandante. El 7 de diciembre de 2021 el demandante presentó un recurso de apelación contra el auto de sobreseimiento provisional ante el tribunal de segunda instancia. De conformidad con una diligencia de ordenación emitida por el tribunal de apelación, se fijó que el 24 de febrero de 2022 los magistrados del tribunal de apelación celebrarían una reunión para la discusión y resolución del recurso. A la fecha de este Folleto, la Sociedad no ha sido notificada de la resolución judicial de segunda instancia que confirma o revoca la decisión del tribunal de primera instancia.

Aunque el tribunal ha dictado auto de sobreseimiento provisional desestimando todas las pretensiones de los demandantes, no puede haber ninguna garantía de que este o cualquier otro procedimiento futuro se resuelva en favor de nuestros consejeros dominicales o de nosotros (si el tribunal de segunda instancia revoca la decisión del tribunal de primera instancia, el tribunal de primera instancia reabrirá el procedimiento de instrucción), o que en el futuro no den lugar a responsabilidades para nosotros o dichas personas. Cualquier violación o presunta violación de las leyes, regulaciones y orden público aplicables, por parte de nosotros, nuestros directivos u otras personas que actúen en su nombre, podría exponernos a nosotros o a ellos a sanciones penales y civiles, que podrían ser perjudiciales para nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera y podrían tener un impacto significativo en nuestra reputación y, en consecuencia, en nuestra capacidad para conseguir futuros negocios.

Cualquier actualización en relación con este procedimiento se comunicará mediante la publicación de la comunicación de otra información relevante. Además, tan pronto como se haya establecido tras la finalización de la Oferta, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo de Administración analizará la situación de los consejeros dominicales de la Sociedad afectados, de conformidad con la recomendación 22 del Código de Buen Gobierno, y presentará su informe al Consejo de Administración para su consideración. En el caso de que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones considere que su continuidad en el Consejo de Administración es susceptible de amenazar o perjudicar los intereses de la Sociedad o si se les imputa penalmente o se les somete a procedimientos de ejecución, dichos consejeros dominicales deberán presentar su dimisión al Consejo.

3.5 *Estamos en el proceso de crear una unidad de función de auditoría interna para supervisar la efectividad de los sistemas de informes y control.*

De acuerdo con el Código de Buen Gobierno Corporativo aprobado por el Consejo de la CNMV el 18 de febrero de 2015, modificado en junio de 2020, se recomienda que las sociedades cotizadas cuenten con una unidad específica de función de auditoría interna encargada, entre otras cosas, de supervisar la eficacia de los sistemas de *reporting* y control. A la fecha de este Folleto, aún no contamos con dicha unidad de función de auditoría, pero la Sociedad está trabajando actualmente en el nombramiento de una persona responsable de su función de auditoría interna, que espera nombrar antes del 30 de noviembre de 2022 a más tardar de acuerdo con las Recomendaciones 40 y 41 del Código de Buen Gobierno Corporativo. Esta unidad debería informar funcionalmente a la Comisión de Auditoría.

4. Riesgos Relacionados con la Oferta y las Acciones Ofertadas

4.1. *Después de la Oferta, nuestros accionistas mayoritarios continuarán siendo capaces de ejercer una influencia significativa sobre nosotros y sus intereses pueden no estar alineados con los intereses de nuestros otros accionistas.*

Inmediatamente después de la Oferta, D. Gustavo Carrero Díez, D. Francisco Javier Remacha Zapatel y D. Alejandro Javier Chaves Martínez, cada uno de los cuales es el titular real de Marearoja Internacional, S.L., Jalasa Ingeniería, S.L. Unipersonal y Aldrovi, S.L., respectivamente, controlarán indirectamente aproximadamente el 30,74%, 11,40% y 30,74%, respectivamente, de nuestro capital social emitido (suponiendo que no se ejerza la Opción de Sobreasignación) o aproximadamente el 29,60%, 10,97% y 29,60%, respectivamente (suponiendo que la Opción de Sobreasignación se ejerza en su totalidad). Como resultado, cada uno de los Sres. D. Gustavo Carrero Díez, D. Francisco Javier Remacha Zapatel y D. Alejandro Javier Chaves Martínez estará en condiciones de ejercer una influencia significativa, directa o indirectamente, sobre asuntos que requieran la aprobación de accionistas y consejeros, incluyendo, entre otras acciones corporativas significativas, el nombramiento y la destitución de los miembros de nuestro Consejo de Administración, el pago de dividendos, los cambios en nuestro capital social emitido, la adopción de enmiendas a nuestros estatutos, la ejecución de fusiones u otras combinaciones de negocios y la adquisición o enajenación de activos sustanciales. Por lo tanto, D. Gustavo Carrero Díez, D. Francisco Javier Remacha Zapatel y D. Alejandro Javier Chaves Martínez tendrán la capacidad de, entre otras cosas, influir fuertemente, directa o indirectamente, en nuestra estructura legal y de capital, en nuestra estrategia de negocio y en nuestras operaciones comerciales y cotidianas. Aunque a la fecha del presente Folleto no exista acuerdo de accionistas ni acción concertada entre Marearoja Internacional, S.L., Jalasa Ingeniería, S.L. Unipersonal y Aldrovi, S.L., no podemos asegurarle que los intereses de nuestros accionistas mayoritarios coincidan con los intereses de los compradores o suscriptores de las Acciones Ofertadas.

Además, la participación significativa de nuestros accionistas mayoritarios puede retrasar o disuadir a un tercero de hacer una oferta de adquisición por la Sociedad, privar a los accionistas de la oportunidad de recibir una prima por sus acciones ordinarias como parte de dicha oferta de adquisición y afectar la liquidez de las acciones ordinarias, cada una de las cuales podría tener un efecto material adverso en el precio de mercado de las Acciones Ofertadas.

4.2. *Nuestras acciones ordinarias están expuestas a riesgos comerciales y otros factores externos.*

Actualmente no existe un mercado público de negociación para nuestras acciones ordinarias antes de la Oferta, y la Admisión no debe tomarse como un implícito que habrá un mercado líquido para las Acciones Ofertadas. De hecho, es posible que no cumplamos con el umbral mínimo exigido de distribución de acciones para la admisión a cotización en las Bolsas Españolas a través del SIBE (que, de acuerdo con el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, y salvo determinadas excepciones, implica alcanzar una flotación libre de al menos el 25% de las acciones admitidas a negociación) y podríamos tener que solicitar la exención establecida en el artículo 9.7 del Real Decreto. 1310/2005, de 4 de noviembre. En este escenario, nos comprometemos a suscribir un contrato de liquidez de las Acciones Ofertadas de acuerdo con la Circular de la CNMV 1/2017.

No puede haber ninguna garantía de que un mercado de negociación activo se desarrollará o, si uno se desarrolla, que se mantendrá. El hecho de que un mercado de negociación activo no se desarrolle puede afectar la liquidez de las Acciones Ofertadas. Además, no alcanzar el umbral mínimo del 25% podría dificultar la creación de un mercado líquido de las acciones. Por lo tanto, nuestras acciones ordinarias pueden ser difíciles de vender en comparación con las acciones de sociedades con mercados de negociación más líquidos y el precio de las acciones puede estar sujeto a una mayor fluctuación y volatilidad de lo que podría ser el caso.

Las ventas de cantidades sustanciales de nuestras acciones ordinarias por parte de cualquiera de nuestros accionistas significativos, o la percepción de que tales ventas podrían ocurrir, pueden afectar negativamente el precio de negociación prevalente de nuestras acciones ordinarias. Mientras sigan la Admisión (i) Opdenergy y nuestros accionistas actuales estarán sujetos a una restricción de bloqueo de 180 días.

Los empleados que adquieran Acciones para Empleados, nuestro consejero delegado y nuestra Alta Dirección (incluido el gerente de país) estarán sujetos a una restricción de bloqueo de 365 días, dichas restricciones de bloqueo prevén ciertas excepciones y, en cualquier caso, estas restricciones pueden ser eximidas. Para obtener información adicional, consulte “*Plan de Distribución: Bloqueo*”. Además, al finalizar estas restricciones de bloqueo, el precio de mercado de nuestras acciones ordinarias podría caer significativamente si nosotros, nuestros accionistas significativos o nuestro equipo de administración vendemos acciones ordinarias o el mercado percibe que tenemos la intención de venderlas.

Además, no hay garantía de que el Precio de Oferta sea indicativo del precio futuro de nuestras acciones ordinarias. Después de la Oferta, es posible que el precio de nuestras acciones ordinarias no siempre refleje con precisión el valor subyacente de nuestro negocio. El precio y el valor de nuestras acciones ordinarias pueden disminuir y aumentar, y los inversores pueden obtener menos de la suma original invertida.

El valor de nuestras acciones ordinarias puede, además de verse afectado por nuestros resultados operativos reales o previstos, fluctuar significativamente como resultado de un gran número de factores, algunos de los cuales son específicos de nuestras operaciones y algunos de los cuales están fuera de nuestro control, como los resultantes de los acontecimientos políticos y militares en Ucrania. En particular, las tensiones en curso y la guerra intermitente entre Ucrania y Rusia desde 2014 (y más recientemente desde finales de febrero de 2022) y las sanciones de Estados Unidos, la UE y el Reino Unido contra Rusia, Bielorrusia y / o regiones de Ucrania, que han llevado a la volatilidad y la incertidumbre en los mercados financieros, la inflación y el aumento de las tasas de interés, volatilidad en los tipos de cambio, aumentos en los precios de la energía, el petróleo y otros productos básicos, y caídas en el valor de ciertos activos e inversiones que pueden seguir ocurriendo en el futuro.

4.3. No puede haber garantía de que vayamos a declarar dividendos en el futuro.

A la fecha de este Folleto, aún no hemos establecido una política de dividendos específica. A corto plazo, tenemos la intención de dedicar nuestros flujos de caja generados para continuar haciendo crecer nuestro negocio y ejecutar nuestro plan de negocio, incluidos los gastos de capital en varios proyectos. No planeamos distribuir dividendos durante los próximos tres años. Después de ese período, definiremos nuestra política de dividendos y el pago de dividendos futuros en función, entre otras cosas, de nuestro resultado financiero y perspectivas de negocio.

Nuestra capacidad para distribuir dividendos dependerá de una serie de circunstancias y factores, incluyendo (pero no limitado a) la cantidad de beneficios y reservas distribuibles y sus planes de inversión, los beneficios, el nivel de rentabilidad, la generación de flujo de caja, las restricciones en el pago de dividendos bajo la ley aplicable (por ejemplo, la ley societaria española requiere que las empresas contribuyan al menos el 10% de sus ingresos netos cada año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva sea equivalente al menos al 20% del capital social), incluido el cumplimiento de los convenios en instrumentos de deuda como nuestra financiación a nivel de proyecto y nuestros Bonos 2022 (que restringen nuestra capacidad de realizar distribuciones a nuestros accionistas), el nivel de dividendos pagados o acciones recompradas por otras sociedades cotizadas comparables que operan en España y otros factores que el Consejo de Administración o la Junta General de Accionistas puedan considerar relevantes en cada momento. En este sentido, el pago de dividendos es generalmente propuesto por el Consejo de Administración y debe ser aprobado por la Junta General de Accionistas. Ver “*Política de Dividendos*” y “*Descripción del Capital Social*”.

Las distribuciones de dividendos aprobadas por nuestros accionistas contra el beneficio neto o las reservas distribuibles de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, han sido de 2.800 miles de euros cada ejercicio y de 700 miles de euros para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022. Además, somos un *holding* y no somos propietarios directos de ninguna de nuestras plantas de energía renovable. En consecuencia, dependemos de nuestros SPVs y compañías *holding* SPV para distribuciones y otros pagos para generar los fondos necesarios para cumplir con nuestras obligaciones financieras, incluidos nuestros gastos futuros como empresa que cotiza en bolsa, y para pagar cualquier dividendo. Las ganancias u otros activos disponibles de nuestras subsidiarias pueden no ser suficientes para permitirnos pagar dividendos sobre nuestras acciones ordinarias, pagar gastos o satisfacer otras de nuestras obligaciones financieras. La capacidad de nuestros SPVs y compañías *holding* de SPV para declarar dividendos generalmente está limitada por los términos de su deuda proyectada. Ver “*Revisión Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos Financieros—Endeudamiento—Deuda de Proyectos*”. No podemos garantizar que declaramos dividendos u otras distribuciones en cantidades específicas o en absoluto.

4.4. En el futuro, podemos emitir nuevas acciones ordinarias o valores vinculados a acciones, lo que puede diluir el interés de los inversores en nosotros.

En el futuro, podemos tratar de recaudar capital adicional a través de nuevas ofertas de acciones ordinarias o valores vinculados a acciones que podrían (si se realizan sobre una base no preferente o, si se realizan sobre una base preferente, cuando los accionistas eligen no asumir sus derechos de suscripción preferente) diluir los intereses de nuestros accionistas

(incluso tras la conversión de cualquier valor convertible que podamos emitir) y podrían tener un efecto adverso en el precio de mercado de nuestras acciones ordinarias en su conjunto. Para obtener información adicional sobre los planes de incentivos que implican la entrega de acciones, consulte “—Riesgos relacionados con nuestro negocio: riesgos relacionados con nuestra situación financiera y necesidades de financiación: “Los planes de incentivos actuales para la alta gerencia podrían representar salidas de efectivo significativas para nosotros y diluir el interés de los inversores en Opdenenergy”.

El Consejo de Administración ha sido autorizado por la Junta General de Accionistas (i) a emitir nuevas acciones ordinarias de hasta el 50% del capital social de la Compañía inmediatamente después de la Admisión, (ii) a excluir los derechos de preferencia en relación con la emisión de nuevas acciones ordinarias que representen hasta el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación inmediatamente después de la Admisión, siempre que dicha exclusión sea de nuestro interés corporativo, y (iii) para emitir bonos que sean convertibles en acciones ordinarias y para dejar de aplicar los derechos de preferencia en relación con dichas emisiones sujetas al mismo límite acumulativo del 20% del número total de acciones emitidas y en circulación inmediatamente después de la Admisión por un período de cinco años. Por lo tanto, después de la Admisión, nuestros accionistas pueden diluirse como consecuencia de cualquiera de estas transacciones, sin la capacidad de votar sobre las resoluciones corporativas relacionadas.

4.5. *Es posible que los accionistas en Estados Unidos y otras jurisdicciones no puedan participar en futuras ofertas de acciones y que solo tengan una capacidad limitada para entablar acciones o hacer cumplir sentencias contra nosotros o nuestros directores.*

La ley societaria española prevé la concesión de derechos de suscripción preferente a los accionistas en caso de ampliación de capital de la Sociedad en determinadas circunstancias. Sin embargo, las leyes de valores de ciertas jurisdicciones pueden restringir nuestra capacidad para permitir la participación de los accionistas en futuras ofertas de acciones. En particular, es posible que los accionistas de Estados Unidos no puedan ejercer estos derechos, a menos que las acciones ordinarias y cualquier otro valor que se ofrezca y venda estén registrados bajo la Ley de Valores de Estados Unidos, o que las acciones ordinarias y dichos otros valores se ofrezcan de conformidad con una exención o en una transacción no sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Valores de Estados Unidos. No tenemos la intención de presentar dicha declaración de registro y no podemos asegurar a los posibles inversores que exista alguna exención de dichos requisitos de la ley de valores en el extranjero que permita a los accionistas en Estados Unidos u otras jurisdicciones ejercer sus derechos de suscripción preferente o, en caso de que exista, que vayamos a utilizar dicha exención.

La capacidad de los accionistas en Estados Unidos y otras jurisdicciones para presentar una acción contra nosotros puede ser limitada. Somos una sociedad anónima constituida en España y la mayoría de nuestros activos se encuentran fuera de Estados Unidos. Los derechos de los titulares de nuestras acciones ordinarias se rigen por la legislación española y por nuestros estatutos. Estos derechos difieren en ciertos aspectos de los derechos de los accionistas en sociedades estadounidenses comparables y algunas otras sociedades no españolas. Además, la mayoría de nuestros directores y funcionarios ejecutivos son residentes en España y una parte sustancial de sus activos se encuentran en España. En consecuencia, es posible que no sea posible que un accionista extranjero efectúe la notificación del proceso a nosotros o a nuestros directores y funcionarios ejecutivos dentro del país de residencia del accionista extranjero o que haga cumplir contra nosotros o nuestros directores o funcionarios ejecutivos las sentencias de los tribunales del país de residencia del accionista extranjero basadas en responsabilidades civiles en virtud de las leyes de valores de ese país. Un accionista extranjero no puede ser capaz de ejecutar ninguna sentencia en materia civil y mercantil o cualquier sentencia en virtud de las leyes de valores de países distintos de España contra nuestros directores o funcionarios ejecutivos que sean residentes en España o países distintos de aquellos en los que se dicta sentencia. Además, los tribunales españoles o de otros países no pueden imponer responsabilidad civil a nuestros directores o funcionarios ejecutivos en ninguna acción original basada únicamente en leyes de valores extranjeras presentadas contra nosotros o nuestros directores o funcionarios ejecutivos.

4.6. *No puede haber garantía de que no seremos una compañía de inversión extranjera pasiva durante ningún año fiscal, lo que podría resultar en consecuencias adversas del impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos para los inversores estadounidenses en nuestras Acciones Ofertadas.*

En general, una sociedad no estadounidense será una sociedad de inversión extranjera pasiva (“PFIC”) para cualquier ejercicio fiscal en el que (i) el 75% o más de sus ingresos brutos consistan en ingresos pasivos o (ii) el 50% o más del valor de sus activos (generalmente determinado sobre una base promedio trimestral) consista en activos que producen, o se mantienen para la producción de, ingresos pasivos. A los efectos de los cálculos anteriores, una sociedad no estadounidense que posee directa o indirectamente al menos el 25% del valor de las participaciones en el capital de otra sociedad o asociación se considera como si tuviera su parte proporcional de los activos de la otra sociedad o asociación y recibiera directamente su parte proporcional de los ingresos de la otra sociedad o asociación. Los ingresos pasivos generalmente incluyen intereses, ingresos por inversiones y ganancias de transacciones de productos básicos (que no sean ciertas ganancias de productos básicos comerciales activos). El fondo de comercio se trata como un activo según las normas del PFIC en la medida en que sea atribuible a las actividades que producen ingresos activos. El efectivo es un activo pasivo.

Nuestro estado de PFIC es una determinación fáctica anual que solo puede realizarse tras el cierre de cada año fiscal. Nuestro estado de PFIC para cada año fiscal dependerá de la composición de nuestros ingresos y activos y del valor de nuestros activos en cada momento (incluido el valor de nuestro fondo de comercio, que puede determinarse por referencia al exceso de la suma de nuestra capitalización de mercado y pasivos sobre el valor de nuestros otros activos). Nuestro estado de PFIC para el año fiscal actual o cualquier otro año fiscal está sujeto a incertidumbres sustanciales. Por ejemplo, se espera que nuestro estado anual de PFIC para cualquier año fiscal dependa en gran parte de la medida en que nuestros ingresos brutos por ventas de energía se consideren ganancias de productos comerciales activos según el Código de Rentas Internas. Basándonos en la forma en que actualmente tenemos la intención de operar, creemos que es razonable que los inversores estadounidenses tomen la posición de que nuestros ingresos brutos por ventas de energía están activos. Sin embargo, debido a que subcontratamos a contratistas independientes importantes funciones de operación y mantenimiento con respecto a nuestras plantas de energía, no puede haber garantía de que el Servicio de Impuestos Internos o un tribunal estén de acuerdo con esta posición. Si nuestros ingresos por ventas de energía no se tratan como derivados de un negocio activo de materias primas, es probable que seamos un PFIC. Además, si bien tenemos una cantidad sustancial de efectivo (incluido el efectivo recaudado en esta Oferta), nuestro estado de PFIC para cualquier año fiscal dependerá del valor de nuestro fondo de comercio, que como se describió anteriormente puede determinarse en gran parte por referencia a nuestra capitalización de mercado, que puede ser volátil. Por lo tanto, podemos ser un PFIC si nuestra capitalización de mercado de vez en cuando no es lo suficientemente grande como para que el valor de nuestro fondo de comercio y otros activos no constituya más del 50% (sobre una base promedio trimestral) del valor de nuestros activos totales para cualquier año fiscal. Además, la medida en que nuestro fondo de comercio se caracterizará como un activo no está del todo claro y no podemos garantizar que el monto total de nuestro fondo de comercio se tratará como un activo. Además, poseemos, y probablemente seguiremos poseyendo, participaciones minoritarias en entidades o empresas conjuntas que poseen centrales eléctricas. Cualquier planta de energía en la que poseamos menos del 25% generalmente se tratará como activos pasivos a los efectos de las reglas PFIC. Por estas razones, no podemos asegurar a los inversores estadounidenses que no seremos un PFIC para el año fiscal actual o futuro y, al tomar sus decisiones de inversión, los posibles inversores estadounidenses deben tener en cuenta la posible aplicación de las reglas PFIC. No realizaremos evaluaciones anuales de nuestro estado de PFIC para ningún año fiscal. Si somos un PFIC para cualquier año fiscal durante el cual un inversor estadounidense posee Acciones Ofertadas, el inversor estadounidense generalmente estará sujeto a consecuencias adversas del impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos, incluido el aumento de la responsabilidad fiscal sobre las ganancias por disposición y ciertos dividendos y requisitos adicionales de información. Véase “Fiscalidad—*Ciertas consecuencias fiscales de Estados Unidos: Reglas pasivas de las sociedades de inversión extranjera*”.