

## RENTA VARIABLE - ESPAÑA

Sector: Independent power producers (IPP)

Fecha del informe: 29 jul 2022

Hora distribución: 10:00

Inicio de cobertura

Precio de Cierre: EUR 6,20 (28 jul 2022)

**Enerside (ENRS)**, es una plataforma de renovables integrada verticalmente (en plena fase de transición hacia un modelo build to own) especializada en solar fotovoltaica. En la actualidad cuenta con un pipeline de +4,5GW fotovoltaicos en varias fases de desarrollo distribuidos en Latam (Brasil, Chile y Uruguay; 80% del pipeline) y Europa (España e Italia; 20%). El Consejo controla el 62,8% del capital.

David López Sánchez – david.lopez@lighthouse-ieaf.com

+34 915 904 226

### Market Data

Market Cap (Mn EUR y USD)	231,4	235,0
EV (Mn EUR y USD) <sup>(1)</sup>	207,5	210,8
Número de Acciones (Mn)	37,3	
-12m (Max/Med/Mín EUR)	6,92 / 5,77 / 4,79	
Vol. Medio Día (-12m Mn EUR)	0,05	
Rotación <sup>(2)</sup>	5,5	
Factset / Bloomberg	ENRS-ES / ENRS SM	
Cierre año fiscal	31-dic	

### Estructura Accionarial (%)<sup>(6)</sup>

Joatham Grange	19,2
Antoni Gasch	19,2
Demonte Energy Investments	11,5
Tomàs Casanovas	9,9
Free Float	19,7

### Datos Financieros

Básicos (EUR Mn)	2021	2022e	2023e	2024e
Nº Acc. ajustado (Mn)	28,0	37,3	37,3	37,3
Total Ingresos	8,4	43,8	82,8	127,9
EBITDA Rec.	0,5	2,9	17,3	36,9
% Var.	942,4	462,5	505,4	113,5
% EBITDA Rec./Ing.	6,0	6,5	20,8	28,8
% Var EBITDA sector <sup>(3)</sup>	11,6	20,9	6,9	4,4
Beneficio neto	-0,3	-2,0	7,7	14,2
BPA (EUR)	-0,01	-0,05	0,21	0,38
% Var.	-87,1	-395,1	487,7	85,6
BPA ord. (EUR)	0,01	0,04	0,21	0,38
% Var.	152,2	569,9	440,7	85,6
Free Cash Flow Rec. <sup>(4)</sup>	-2,5	-38,9	-83,6	-122,1
Pay-out (%)	0,0	0,0	0,0	0,0
DPA (EUR)	0,00	0,00	0,00	0,00
Deuda financiera neta	2,1	15,0	103,6	225,7
DN / EBITDA Rec.(x)	4,1	5,3	6,0	6,1
ROE (%)	n.a.	n.a.	17,4	25,9
ROCE (%) <sup>(4)</sup>	2,6	6,9	10,5	10,3

### Ratios y Múltiplos (x)<sup>(5)</sup>

PER	n.a.	n.a.	30,2	16,3
PER Ordinario	n.a.	n.a.	30,2	16,3
P/BV	n.a.	5,7	4,8	3,7
Dividend Yield (%)	0,0	0,0	0,0	0,0
EV/Ventas	n.a.	4,74	2,51	1,62
EV/EBITDA Rec.	n.a.	n.a.	12,0	5,6
EV/EBIT	n.a.	n.a.	14,6	7,0
FCF Yield (%) <sup>(4)</sup>	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Para detalle del cálculo ver anexo 3.

(2) Rotación es el % de la capitalización que ha sido negociado - 12m.

(3) Sector: Stoxx Europe 600 Utilities.

(4) Ver Anexo 2 para Tasa fiscal teórica (ROCE) y cálculo del FCF recurrente.

(5) Múltiplos y ratios calculados con cotización a fecha de este informe.

(6) Otros: Alternative Green Energy 8,3%, Francisco Javier García-Mateo 5,9%, Alejandro Alorda 6,4%

## Una invitación a pensar

**UNA HISTORIA DE CRECIMIENTO DENTRO DE UN SECTOR TAMBIÉN EN CRECIMIENTO (ENERGÍAS RENOVABLES)...** El sector de energías renovables cuenta con perspectivas muy positivas para los próximos años y la solar fotovoltaica destaca como la tecnología ganadora. Aunque aún sin activos propios en explotación, ENRS cuenta con un pipeline de +4,5 GW fotovoltaicos en varias fases de desarrollo, distribuidos en Latam (Brasil, Chile; c. 80% pipeline) y Europa (España e Italia; 20%).

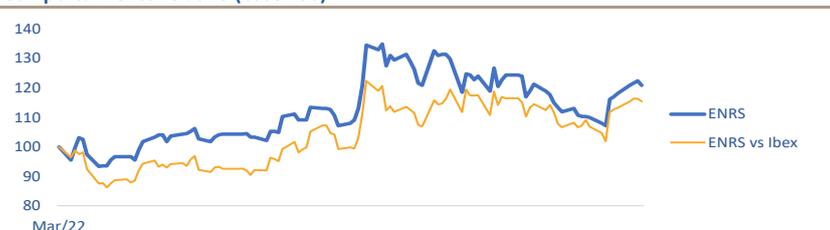
**...A LAS PUERTAS DE UN "SALTO" EN INGRESOS Y EBITDA.** Esperamos un fortísimo incremento de ingresos y EBITDA hasta alcanzar en 2024e niveles de EUR 127,9Mn y EUR 37Mn, respectivamente (vs EUR 8,4Mn y EUR 0,5Mn en 2021). Y, quizás lo más interesante, esperamos que este crecimiento se dé en sus tres áreas de actividad.

**ESTRUCTURA DE CAPITAL REFORZADA.** En posición de caja neta tras la ampliación de capital (EUR 34Mn) de marzo 2022, algo "clave" para su negocio de generación (IPP), donde la financiación es vía Project Finance y el apalancamiento muy alto. Lo que llevará al endeudamiento a crecer de forma constante hasta 2024e (DN 24e: EUR 225Mn; DN/EBITDA 24e: c. 6x, en línea con sus principales comparables cotizados).

**LOS DOS PRÓXIMOS AÑOS SON CRÍTICOS.** La "foto" final es la de una compañía "diferente" (lo es su exposición a Brasil) y 100% expuesta a la "renovable ganadora" (fotovoltaica). Y en buena posición para aprovecharlo tanto con su negocio de construcción EPC para terceros, como a través del desarrollo y generación (IPP). Aunque al final todo dependerá del nivel de éxito en la ejecución del pipeline, principal incógnita y riesgo del modelo (y que 2022e ayudará a resolver).

**EL MOMENTUM Y RELACIÓN EV/MW DEMANDAN (COMO MÍNIMO) ATENCIÓN.** Momentum porque nuestro escenario central es de un "salto" en ingresos y EBITDA ya en 2022e (con continuidad hasta 2024e). Y la (aparente) elevada penalización del EV/MW de ENRS frente a sus comparables: tan grande que la única conclusión sólo puede ser que ENRS hoy, cuando menos, "invita a pensar", ya que la reserva de valor y oportunidad podrían ser muy atractivas. Especialmente en una compañía en la que la concreción (en ingresos y EBITDA) de la rentabilidad asociada a su pipeline es inminente. Comenzará a ser visible ya en 2022.

### Comportamiento relativo (base 100)



Comportamiento en bolsa (%)	-1m	-3m	-12m	YTD	-3Y	-5Y
Absoluta	-2,5	15,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
vs Ibox 35	0,3	21,3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
vs Ibox Small Cap Index	3,7	25,5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
vs Eurostoxx 50	-5,3	19,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
vs Índice del sector <sup>(3)</sup>	-4,7	24,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(\*) Salvo que se indique expresamente, todos los datos de este informe tienen como fuente: La Compañía, Factset y Lighthouse.

Report issued by IEAF Servicios de Análisis, S.L.U. Lighthouse is a project of IEAF Servicios de Análisis, S.L.U. This report has been prepared on the basis of information available to the public. The report includes a financial analysis of the company covered. The report does not propose any personalised investment recommendation. Investors should consider the contents of this report as just another element in their investment decision-making process. The final two pages of this report contain very important legal information regarding its contents.

---

## Enerside (ENRS) es una compañía de BME Growth

---

BME Growth es el segmento destinado a empresas medianas y pequeñas de BME MTF Equity, dirigido y gestionado por la Bolsa Española (BME), estando sujeto a la supervisión de la CNMV. BME MTF Equity no es un Mercado Regulado, estando considerado como un Sistema Multilateral de Negociación (SMN), tal y como se define en la Directiva sobre Mercados de Instrumentos Financieros (MiFID). En julio de 2020, BME Growth obtuvo el sello de SME Growth Market, nueva categoría de la normativa de la UE, en España denominada Mercado de Pymes en Expansión.

BME Growth es el mercado de renta variable español para las empresas de reducida capitalización que desean crecer, estando dotado de una regulación especial, diseñada específicamente para ellas, y con costes y procesos adaptados a sus características particulares. BME Growth (antiguo MAB) empezó a operar en julio del 2009. Actualmente cotizan en él c. 130 compañías. Las empresas que cotizan en BME Growth pueden optar por presentar sus estados financieros bajo NIIF o el Plan General de Contabilidad (PGC) y el Real Decreto 1159/2010 (NOFCAC).

## Abreviaturas

---

### Energía

KWh	Kilovatio-hora
MWh	Megavatio-hora (1.000KWh)
GWh	Gigavatio-hora (1.000MWh)
TWh	Teravatio-hora (1.000GWh)

### Potencia

KW	Kilovatio
MW	Megavatio (1.000KW)
GW	Gigavatio (1.000MW)
TW	Teravatio (1.000GW)

### Fases del Proyecto

RTB	Ready to Build
COD	Commercial Operating Date

### Otros

APS	Escenario Announced Pledge Scenario
NZE	Escenario Net Zero Emissions
PPA	Power Purchase Agreement
PMDG	Pequeños Medios de Generación Distribuida
IPP	Independent power producers
EPC	Engineering, Procurement and Construction
BOS	Balance of System
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operating Expenditure

## Una historia de auténtico crecimiento dentro de un sector también en crecimiento (energías renovables)

Enerside (ENRS) es una compañía de renovables española especializada en solar fotovoltaica, con presencia en todas las fases de la cadena de valor del sector, desde el desarrollo inicial del proyecto, hasta su construcción (incluyendo el desarrollo para terceros con EPC propio) y la posterior operación y mantenimiento.

Una plataforma solar-fotovoltaica en plena fase de transición

Cuenta con un pipeline de proyectos > 4.500 MW, principalmente en Latam (Chile y Brasil; c. 80% s/total), centrado en tecnología solar-fotovoltaica (aunque también estaría analizando su posible entrada en el negocio eólico). Y, en la actualidad, se encuentra en plena transición, pasando de un negocio hasta ahora dominado por el desarrollo de proyectos y la prestación de servicios EPC para terceros, a un modelo centrado en el desarrollo y construcción de plantas fotovoltaicas para mantenerlas en propiedad (modelo build to own) y, por tanto, para operarlas como productor independiente de energía (IPP).

Con un pipeline de +4,5 GW en varias fases de desarrollo (y exposición diferencial a Brasil)

Lo anterior invita a reflexionar sobre tres cuestiones clave: (i) ¿Cuál es la capacidad de la compañía de desarrollar su pipeline? (ii) ¿Qué impacto tendrá en términos de crecimiento de ingresos y evolución de márgenes? Y por último, pero no menos importante, (iii) ¿Cuál será el nivel de inversión y financiación necesario? Contestar a estas preguntas exige un análisis sistemático de la cuenta de resultados. Lo que dará criterio a la hora de valorar si esta historia de crecimiento dentro de un sector en crecimiento (energías renovables) es sostenible (y rentable) en el largo plazo. Pero antes, y como primer paso, ¿qué es ENRS hoy?

### A) Una plataforma solar-fotovoltaica verticalmente integrada (con exposición diferencial a Brasil) y en plena fase de “despegue”

El negocio de ENRS integra las siguientes actividades:

- **Desarrollo completo de proyectos fotovoltaicos.** ENRS realiza internamente el desarrollo de sus proyectos, desde la fase inicial con la generación de la oportunidad, hasta la obtención de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para que la instalación alcance el estado RTB; momento en que puede vender el proyecto a un tercero (y cristalizar el valor generado) o iniciar su construcción con un doble objetivo: (i) vender el proyecto en fase COD o (ii) mantenerlo en propiedad con el objetivo de tener activos propios en operación (IPP). En 2021 cierra su primera venta en fase RTB con la desinversión de 280 MW en Brasil por EUR 4,9Mn (58,3% s/Ingresos 2021; TIR estimada del 25% desde el inicio del desarrollo en 2018).
- **Servicios de construcción (EPC/BOS) y operación y mantenimiento para terceros.** Actuando como proveedor de ingeniería llave en mano para proyectos fotovoltaicos utility-scale (> 1MW) con clientes como Trina Solar, Hanwha, Sungrow Power, EMGD y DISA, entre otros. En 2021, el negocio de construcción (EPC/BOS) aportó ingresos de EUR 3,3Mn (41,7% s/Ingresos 2021). Cuenta con una cartera de pedidos a abril 2022 de 156 MW por un importe total adjudicado de EUR 45Mn. Lo que justifica el importante salto en tamaño del P/L que estimamos en 2022e. Por países, el 74% de la cartera de pedidos corresponde a proyectos en Chile y el 13% en Brasil.
- **Productor Independiente de Energía (IPP).** Aunque a fecha de este informe ENRS no cuenta con ningún proyecto operativo, la estrategia de ENRS es clara: mantener en el medio-largo plazo una parte relevante de los activos que desarrolla, construye y pone en operación. La TIR objetivo para proyectos no-OCDE es > 12% (c. 80% del pipeline; TIR 8-9% estimada en proyectos OCDE). A fecha de este informe cuenta con 6 plantas fotovoltaicas en construcción por un total de 19 MW correspondientes a PMGDs en Chile (caracterizados por tener plazos inferiores de desarrollo, menores requisitos medioambientales y ciertos beneficios económicos).

Integrada verticalmente: con presencia en todas las fases de la cadena de valor

Y en plena fase de “despegue”: el P&L aún no refleja la capacidad de crecimiento

La “foto” es la de una compañía con un negocio aún en gestación y en plena fase de “despegue”. El P&L es hoy, todavía, irrelevante (Ingresos y EBITDA 2021: EUR 8,4Mn y EUR 0,5Mn) y no refleja la capacidad de crecimiento del negocio. Desde marzo 2022 cotiza en BME growth, una salida a bolsa que viene directamente explicada por las ventajas que supone “estar” en el mercado en términos de financiación; algo clave en una compañía que quiere aprovechar la oportunidad de crecimiento que ofrece el sector renovables (pero que exigirá importantes recursos, dado su carácter altamente intensivo en capital).

## B) Y ante un auténtico punto de inflexión: 2022e marcará el inicio de una etapa de alto crecimiento (multiplicando x3 los ingresos 22e en 24e)

Ante un punto de inflexión: 2022e marcará el inicio de una etapa de alto crecimiento

Ahora toca preguntarse qué se puede esperar de ENRS en el m/p y l/p (2022e-2024e). El sector de energías renovables cuenta con perspectivas muy positivas para los próximos años (generación de electricidad a través de fuentes renovables del 50% en 2030 vs c. 29% en 2020). Y la solar fotovoltaica destaca como la tecnología ganadora (representará un tercio de la potencia renovable instalada). A nuestro juicio, ENRS se encuentra ante un auténtico punto de inflexión que marcará el inicio de una etapa de alto crecimiento. Nuestras proyecciones 2022e-2024e pueden resumirse en:

Ingresos 2024e: c. EUR 130Mn (vs EUR 8,4Mn en 2021), con el despegue de sus tres divisiones

- **Un auténtico salto en tamaño en ingresos (Ingresos 2024e: EUR 127,9Mn vs EUR 8,4Mn en 2021)...** Estimamos un fortísimo crecimiento en ingresos hasta alcanzar c. EUR 130Mn en 2024e (Tabla 1) y, lo más interesante, es que esperamos que se produzca en sus tres divisiones. El momento de resultados es muy bueno en el negocio de construcción EPC/BOS (cartera de pedidos abril 2022 en máximos; +20% vs cierre 2021), mientras que en el negocio de desarrollo y IPP se explota la tecnología ganadora (fotovoltaica) dentro de un sector ganador (energías renovables).

El cambio de mix hace creíble una mejora significativa del margen (Mg. EBITDA 24e: 28%)

- **... compatible con una mejora significativa en márgenes (Mg. EBITDA 24e: 28% vs 6% en 2021).** Quizás lo más interesante es que el crecimiento explosivo de ingresos para el período 2022e-2024e es compatible con una mejora significativa de márgenes. Una mejora de márgenes creíble y explicada esencialmente como consecuencia del cambio en el mix de ingresos; con una pérdida progresiva de peso del negocio de construcción EPC / BOS (80% en 2022e vs 40% en 2024e) vs el negocio de desarrollo y explotación de parques fotovoltaicos (actividad con márgenes EBITDA/Vtas muy superiores e intuitivamente los negocios de mayor contribución en términos de valor).

Aunque el desarrollo y construcción del pipeline exigirá un CAPEX elevado

- **Aunque el desarrollo y construcción de su pipeline de proyectos exigirá un CAPEX muy elevado (que impedirá la generación de FCF positivo hasta, al menos, 2025e).** Nuestro escenario central contempla la construcción y puesta en operación de c. 250 MW hasta 2024e (cifra que se incrementa hasta c. 500 MW si ponemos la vista en 2025e). Lo que implicará unas elevadas necesidades de capital que impedirán la generación de FCF positivo en los próximos ejercicios.

Lo que tendrá su reflejo en un incremento del endeudamiento (DN/EBITDA 24e: c. 6x)

- **Lo que tendrá su reflejo (inevitable) en un incremento del nivel de endeudamiento, que tocará máximos en 2024e (DN 24e: EUR 225Mn; DN/EBITDA 24e: c. 6x).** El negocio de Generación de energía como IPP, donde la financiación es vía Project Finance (financiación independiente de cada parque) y el apalancamiento es muy alto (la inversión se realiza con estructuras de capital sobreapalancadas: c. 70% deuda vs 30% fondos propios), fuerza a que el endeudamiento crezca de forma constante hasta 2024e, ejercicio en que estimamos una Deuda Neta de EUR 225Mn (DN/EBITDA 24e: c. 6x; en línea con sus principales comparables cotizados).

**Tabla 1: Síntesis de las proyecciones financieras de Lighthouse (2021-2024e)**

EUR Mn	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e
Construcción - EPC /BOS	3,5	3,5	3,5	35,0	42,0	48,3
Desarrollo de proyectos	0,0	0,0	4,9	8,5	37,2	65,4
IPP / O&M	0,0	0,0	0,0	0,3	3,6	14,2
<b>Ingresos totales</b>	<b>3,5</b>	<b>3,5</b>	<b>8,4</b>	<b>43,8</b>	<b>82,8</b>	<b>127,9</b>
Opex	(3,3)	(3,5)	(7,9)	(41,0)	(65,6)	(91,0)
<b>EBITDA recurrente</b>	<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>
Var. Capital circulante	(0,7)	(1,7)	(1,4)	(10,6)	(15,2)	(17,6)
Capex	(0,1)	(4,3)	(1,1)	(30,1)	(79,1)	(125,7)
<b>Free Cash Flow Recurrente</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>	<b>(122,1)</b>
Ampliaciones de capital	-	4,9	4,0	34,0	-	-
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>2,2</b>	<b>3,5</b>	<b>2,1</b>	<b>15,0</b>	<b>103,6</b>	<b>225,7</b>
Deuda Neta/EBITDA	n.a.	n.a.	4,06x	5,26x	6,00x	6,12x
<b>Otros KPI (MW)</b>						
Total venta RTB (MW)	0	0	280	424,0	661,0	1.094,0
Capacidad instalada a cierre (MW)	0	0	0	7,6	85,9	245,5
Capacidad instalada media (MW)	0	0	0	3,8	46,7	165,7

### C) ¿Qué consecuencias tiene esta “forma” de crecimiento? La compañía cambia en tres direcciones

Todo lo anterior se traduce en cambios radicales y estructurales en la compañía. Y que pueden resumirse esencialmente en:

La compañía cambia en tres direcciones: (i) negocio, (ii) presencia geográfica y (iii) estructura de capital

- **Negocio.** Progresiva pérdida de peso en ingresos del negocio de construcción EPC / BOS (80% s/mix de ingresos en 2022e vs 40% en 2024e) frente al negocio de desarrollo (c. 50% s/Ingresos 24e vs 20% en 22e) y explotación de sus propios parques fotovoltaicos (c. 11% s/Ingresos 24e vs <1% en 22e) actividades con márgenes EBITDA/Vtas muy superiores e intuitivamente los negocios de mayor contribución en términos de valor.
- **Presencia geográfica.** Dado el momento de negocio de ENRS, consideramos que la rotación de activos jugará un papel fundamental para autofinanciar su crecimiento. Por geografías, estimamos que el desarrollo y venta progresiva de proyectos en fase RTB en países como Brasil (c. 80% de las desinversiones estimadas) y el foco de la compañía en el desarrollo y construcción de sus proyectos en Italia y España, debiera provocar un cambio en el mix geográfico de su capacidad instalada (estimamos que en 2024e c. 50% de la capacidad instalada se encontrará en Europa vs peso del 20% del pipeline actual). Lo que implicará un pipeline más equilibrado (frente a la fuerte exposición actual a Brasil).
- **Estructura de capital.** La compañía está inmersa en un proceso de fuerte inversión para desarrollar su pipeline. Lo que requerirá de un fuerte incremento de la deuda (hoy en posición de caja neta; tras la ampliación de capital de EUR 34Mn en marzo 2022), aunque siempre en línea con los niveles vistos en su sector (DN/EBITDA 24e: c. 6x). Una estructura financiera compatible con la inversión en activos con una demanda “cuasi” asegurada (energía renovable) y “viento” (sectorial, regulatorio, incluso social) a favor. Y que, a nuestro juicio, facilita la creación de valor (diferencial ROCE – WACC), por la combinación de: (i) alto endeudamiento (con un coste financiero de c. 6,5%; WACC 8,4%) y (ii) negocios creciendo a ritmos muy elevados.

### D) En definitiva, una historia de alto crecimiento dentro de un sector en crecimiento. El momentum y múltiplos de ENRS demandan (como mínimo) atención.

Llegados a este punto: ¿cómo debe enfrentarse el inversor a ENRS? *De facto* una compañía en plena mutación (cuantitativa, cualitativa) y que una visión puramente estática/reduccionista pudiera limitarse a ver como una compañía “pipeline”. Como primer paso, destacamos 5 aspectos:

En definitiva, una historia de alto crecimiento, dentro de un sector en crecimiento

- **Momentum: compañía de renovables en plena fase de “despegue”:** el P/L hoy es todavía irrelevante. Lo que implicará un crecimiento operativo relevante (Ingresos 24e: c. EUR 130Mn vs c. EUR 8,4Mn en 21) durante los próximos años. Aunque lo “crítico” es que el despegue comienza ya, en 2022e. Y esperamos sea visible en los resultados del primer semestre.
- **Control total de toda la cadena de valor en proyectos fotovoltaicos.** Desde el desarrollo y construcción hasta la operación y mantenimiento. Esta integración ayuda a la generación de sinergias, menores costes y reducción de los plazos.
- **Pipeline de proyectos con alta visibilidad y estrategia de rotación de activos.** Aunque aún sin activos propios en operación, cuenta con un pipeline de +4,5 GW. De los que c. 2 GW alcanzarán fase RTB entre 2023e y 2024e. La rotación de activos en fase RTB jugará un papel fundamental al permitir generar recursos que reinvertir en la construcción de sus propios parques fotovoltaicos. Lo que hace creíble la financiación del CAPEX necesario para soportar el crecimiento esperado.
- **Exposición “única” a Brasil.** Un mercado de elevado crecimiento a través de una cartera de más de 2GW de proyectos avanzados. Una exposición al mercado fotovoltaico brasileño que, mirando a la Bolsa española, solo puede encontrarse en ENRS.
- **El sentido estratégico del proyecto en sí,** 100% focalizado en un sector al alza (como tantos otros) pero singular por su aspiración de equilibrar los riesgos: i) renuncia de sobreexposición al mercado español; ii) exposición significativa (pero no exclusiva) a Latam como área de fuerte crecimiento; iii) combinación del modelo de desarrollo y venta en fase RTB y modelo build to own.

La “foto” final es la de una compañía “diferente”. 100% expuesta a la “renovable ganadora” (fotovoltaica). Y, aparentemente, en buena posición para aprovecharlo tanto con su negocio de construcción EPC para terceros, como a través del desarrollo y generación IPP.

El punto clave está en asimilar el carácter de negocio diferente y en “despegue” (sin P/L aún). Aceptar que la asignación de valor es difícil en esas condiciones.

El valor del pipeline depende (esencialmente) del mix tecnológico, su ubicación geográfica y su grado de avance y visibilidad. A partir de aquí definimos un universo de compañías comparables (cotizadas) en España con foco exclusivo en fotovoltaica y/o eólica (dejando fuera a Ecoener: c. 30% hidráulica). Lo que reduce los comparables a Solaria, Greenergy y Greenalia. El objetivo es tener una idea de valor relativo de ENRS vs comparables. Para ello:

- 1) estimamos los MW ajustados en base al nivel de desarrollo de pipeline de cada compañía. Llegando a cuantificar MW teóricamente comparables entre compañías,
- 2) calculamos un precio por MW (EV/MW) que ha eliminado la distorsión del grado de avance del pipeline de cada compañía y
- 3) ponemos en relación el precio y el mix geográfico simplificado (Europa + USA vs Latam) de cada compañía.

**Tabla 2. Síntesis del pipeline y activos en operación de los principales comparables en España y múltiples EV/MW ajustados por grado de avance**

Mix geográfico de MW en operación	SOLARIA		GREENERGY		GREENALIA		ENERSIDE	
España	10.671	69,1%	2.197	19,1%	3.097	68,9%	50	1,1%
Italia	4.060	26,3%	768	6,7%	-	0,0%	878	19,2%
Polonia	-	0,0%	628	5,5%	-	0,0%	-	0,0%
Portugal	715	4,6%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
UK	-	0,0%	513	4,5%	-	0,0%	-	0,0%
USA	-	0,0%	1.882	16,3%	1.395	31,1%	-	0,0%
<b>Total USA + UE</b>	<b>15.446</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.988</b>	<b>52,0%</b>	<b>4.492</b>	<b>100,0%</b>	<b>928</b>	<b>20,3%</b>
Brasil	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	3277	71,7%
Chile	-	0,0%	2.891	25,1%	-	0,0%	197	4,3%
Colombia	-	0,0%	1.457	12,7%	-	0,0%	-	0,0%
Perú	-	0,0%	1.177	10,2%	-	0,0%	-	0,0%
Uruguay	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	169	3,7%
<b>Total Latam</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>	<b>5.525</b>	<b>48,0%</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>	<b>3.643</b>	<b>79,7%</b>
<b>Total Pipeline</b>	<b>15.446</b>		<b>11.513</b>		<b>4.492</b>		<b>4.571</b>	
Proyectos en operación	807		541		125		0	
<b>Total Cartera de MW</b>	<b>16.253</b>		<b>12.054</b>		<b>4.617</b>		<b>4.571</b>	

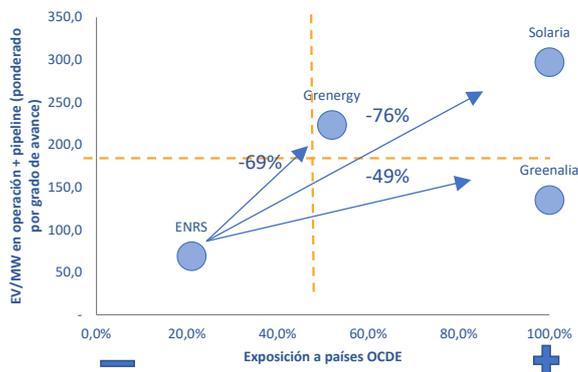
  

Análítica por grado de avance	Probabilidad Teórica	SOLARIA		GREENERGY		GREENALIA		ENERSIDE	
Identified	25%	3.963	24,4%	4.728	39,2%	-	0,0%	-	0,0%
Early Stage	50%	1.175	7,2%	2.567	21,3%	989	21,4%	1.746	38,2%
Advanced	75%	3.523	21,7%	2.746	22,8%	-	0,0%	2.756	60,3%
Backlog	90%	5.535	34,1%	811	6,7%	2.529	54,8%	-	0,0%
Construction	100%	1.250	7,7%	661	5,5%	974	21,1%	69	1,5%
Operation	100%	807	5,0%	541	4,5%	125	2,7%	0	0,0%
<b>Total Cartera de MW</b>		<b>16.253</b>		<b>12.054</b>		<b>4.617</b>		<b>4.571</b>	
Probabilidad media de la cartera (Indicador de grado de avance)		69,3%		53,6%		83,8%		65,8%	
<b>Total Cartera de MW ponderada por grado de avance</b>		<b>11.259</b>		<b>6.457</b>		<b>3.870</b>		<b>3.009</b>	

Otros indicadores	SOLARIA	GREENERGY	GREENALIA	ENERSIDE
EV (DN + Mkt Cap a fecha de este informe) (EUR Mn)	3.347	1.442	522	208
EV/MW sin grado de avance (000 EUR)	206	120	113	45
EV/MW ajustado por grado de avance (000 EUR)	297	223	135	69

**Gráfico 1. ENRS vs comparables cotizados en España (EV/MW ponderado por grado de avance vs mix geográfico)**



El señuelo de un potencial despegue de EBITDA aconseja no perder de vista los números de ENRS

El objetivo no es valorar sino señalar una potencial reserva de valor. El diferencial de precio de ENRS vs comparables directos es enorme. Y *a priori* no estaría explicado ni por una diferencia de tecnología, ni por el diferente grado de avance del pipeline de cada compañía (que ha sido considerado en el cálculo). Por lo que esa diferencia solo podría asignarse a dos factores:

- Menor valor de los flujos generados en Brasil vs Europa/USA (por menor rentabilidad operativa o mayor coste de capital),
- Pero también (y este es el punto de mayor interés) por una sobrevaloración del riesgo geográfico asociado a la cartera “más Latam” de las cuatro compañías analizadas. La más penalizada (ENRS) es la que muestra (“de largo”) menor exposición de su pipeline a Europa/USA. Algo que, por otro lado, esperamos cambie en los próximos dos años: estimando que en 2024e el 50% de los MW en explotación estén en Europa (vs 20% del pipeline actual).

El diferencial de precio es tan grande que la conclusión solo puede ser que ENRS hoy, cuando menos, “invita a pensar” ya que la reserva de valor y oportunidad de inversión podría ser muy atractiva. Esa invitación a pensar, o a no perder de vista a ENRS, comienza ahora, en 2022.

## Descripción del negocio

### Una plataforma solar-fotovoltaica verticalmente integrada en plena fase de “despegue” (y exposición diferencial a Brasil)

**Gráfico 1. Mix de ingresos por línea de negocio (2018-2021)**



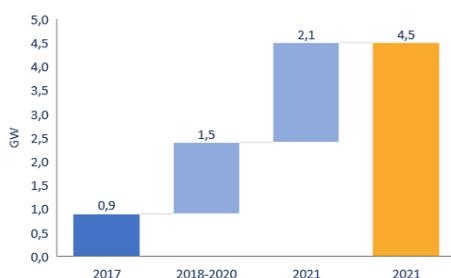
Nota: En 2021 se produce la primera venta en estado RTB de un proyecto desarrollado íntegramente por ENRS (280MW en Brasil por EUR 4,9Mn). Lo que explica el importante salto en facturación del negocio de desarrollo de proyectos en 2021.

Enerside (ENRS) es una compañía de renovables especializada en energía solar fotovoltaica con presencia en todas las fases de la cadena de valor, desde el desarrollo inicial del proyecto, hasta su construcción (incluyendo el desarrollo para terceros con EPC propio) y posterior operación y mantenimiento. Cuenta con un pipeline de +4,5GW fotovoltaicos distribuidos en Latam (Brasil, Chile y Uruguay; c. 80% del pipeline) y Europa (España e Italia; 20%). A fecha de este informe, cuenta con c.65 MW en fase de construcción o asegurados, cuya puesta en marcha (COD; Commercial Operation Date) está prevista entre 2022 y 2023: Lo que permitirá a ENRS iniciar “ya” su actividad como IPP. Desde marzo de 2022 cotiza en BME Growth, con una ampliación de capital por EUR 34Mn en el momento de su colocación. Market Cap actual de EUR 231 Mn.

El negocio de ENRS se encuentra en plena fase de transición, “girando” desde un negocio hasta ahora dominado por el desarrollo de proyectos y la prestación de servicios EPC para terceros (Gráfico 1), a un modelo de negocio centrado en el desarrollo y construcción de plantas fotovoltaicas para mantenerlas en propiedad (modelo build to own) y, por tanto, para operarlas como productor independiente de energía (IPP). Hoy, ENRS cuenta con una plantilla de c. 300 empleados (frente a 204 del cierre 2021, 75 en 2020 y 30 en 2019) de los que c. 20% están en España, 50% en Brasil y 30% en Chile. Un significativo aumento de plantilla que pone de manifiesto la fase de “despegue” en que se encuentra la compañía. Cuenta con filiales en Chile y Brasil y oficinas en Perú y Uruguay.

Entre los principales comparables cotizados en España se encuentran compañías como Solaria (con una potencia instalada a cierre del 1T22: 987 MW vs objetivo 2.000 MW para finales de 2022; Mkt Cap: c. EUR 2.600Mn), Grenergy o Ecoener. Si ponemos el foco en empresas de renovables con presencia en mercados emergentes, esencialmente Latam (donde ENRS desarrolla > 70% de su pipeline), encontramos a compañías como Neoen, Voltalia y Scatec.

**Gráfico 2. Evolución del pipeline de solar fotovoltaica desde 2017 (GW)**



### Una compañía 100% de renovables, especializada en solar fotovoltaica, integrada verticalmente (en plena fase de transición hacia un modelo build to own), y...

ENRS cuenta con un modelo de negocio integrado verticalmente, desde el diseño del proyecto y su desarrollo hasta su construcción (con EPC propio) y posterior operación y mantenimiento. Lo que le permite capturar todo el margen del negocio promotor e incrementar el retorno de sus proyectos. En concreto, el negocio de ENRS se compone de:

- **Desarrollo de proyectos (58,3% s/Ingresos 2021).** ENRS realiza internamente el desarrollo de sus proyectos, desde la fase inicial con la generación de la oportunidad, hasta la obtención de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para que la instalación alcance el estado RTB; momento en que ENRS puede vender el proyecto a un tercero (y cristalizar el valor generado) o iniciar su construcción con un doble objetivo: (i) vender el proyecto en fase COD o (ii) mantenerlo en propiedad con el objetivo de tener activos propios en operación (IPP). A cierre de 2021, ENRS contaba con un pipeline de +4,5GW fotovoltaicos (vs 0,9GW en 2017; Gráfico 2).

**Gráfico 3. Ciclo de inversión completo**

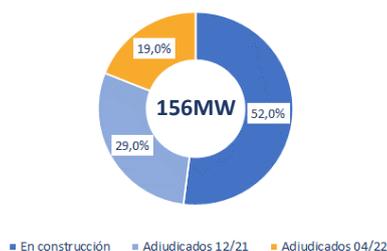


Durante la fase de desarrollo ENRS incurre en los gastos necesarios para conseguir que un determinado proyecto obtenga todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para alcanzar el estado de RTB (esencialmente gastos de estructura y servicios externos necesarios desde un punto de vista técnico). Dado el momento de negocio de ENRS (en plena fase de crecimiento y en transición hacia un modelo build to own) la rotación de activos en fase RTB o COD (desarrollados íntegramente por la compañía) juega un papel fundamental en su estrategia, al permitir “cristalizar” el valor generado durante la fase de desarrollo (Gráfico 3).

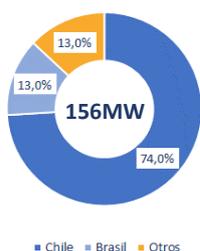
En noviembre de 2021, cierra su primera venta en fase RTB tras la desinversión de 280MW del proyecto Ribeiro Gonçalves en Brasil (un proyecto de 320MW, de los que ENRS se queda en propiedad 42MW).

La transacción aportó ingresos de EUR 4,9Mn en 2021 (Gráfico 1) y un margen bruto del 53% (TIR estimada del 25% desde el inicio del desarrollo en 2018 hasta la venta estimada en COD de los 42MW en 2024). A precios actuales, el margen generado por la venta en fase COD podría ser hasta un 30% superior frente a la venta en RTB (al eliminar el riesgo de construcción).

**Gráfico 4. Estado del backlog del negocio EPC/BOS (abril 2022)**



**Gráfico 5. Distribución geográfica del backlog del negocio EPC/BOS (abril 2022)**



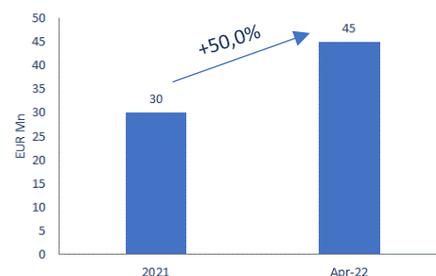
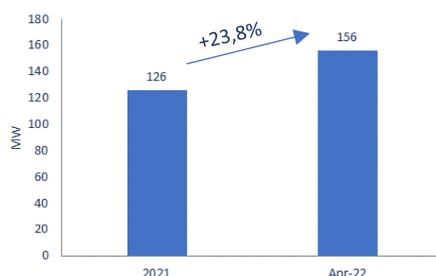
- **Servicios de construcción (EPC/BOS) y operación y mantenimiento para terceros (41,7% s/Ingresos 2021).** ENRS actúa como proveedor de ingeniería llave en mano para proyectos fotovoltaicos utility-scale (> 1MW) mediante la firma de un contrato EPC o BOS (donde el contratista realiza todos los trabajos necesarios excepto la compra de módulos fotovoltaicos), ejecutando los trabajos de construcción, así como las infraestructuras de conexión necesarias hasta el momento en que es posible el inicio de la explotación comercial (COD; Commercial Operation Date). Entre los principales clientes del negocio de construcción (EPC/BOS) encontramos compañías como Trina Solar, Hanwha, Sungrow Power, EMGD y DISA, entre otros.

Dependiendo de su tamaño, el tiempo de ejecución de una obra solar fotovoltaica puede situarse entre los 3 y 12 meses. Se trata de un negocio recurrente (que habría aportado el 100% de los ingresos de ENRS en 2019 y 2020), con un margen EBITDA de c. 10% y muy intensivo en working capital. En 2021, el negocio de construcción (EPC/BOS) aportó ingresos de EUR 3,3Mn (vs EUR 3,5Mn en 2020). Unos ingresos explicados esencialmente por el avance de la construcción de proyectos como Macao (10,1 MW; Chile), Lagarto (3,0 MW; Brasil), Cabildo (11,0 MW; Chile), Gui (1,4 MW; Brasil) o La Victoria (10 MW; Chile).

A cierre de 2021, ENRS contaba con una cartera de pedidos de 126 MW (18 proyectos distintos entre Chile y Brasil, de los que 81 MW se encontraban en construcción y 72 MW corresponden a clientes recurrentes; Gráfico 4) por un importe total adjudicado de EUR 30Mn (de los que EUR 3,3Mn ya se facturaron en 2021). Una cartera de pedidos que a abril de 2022 se había incrementado hasta 156 MW (+24% vs 2021; Gráfico 6) por un importe adjudicado de EUR 45Mn (+50%) a ejecutar entre 2022e y 2023e. Lo que justifica, en gran medida, el importante salto en tamaño en ingresos que estimamos para 2022e (en 2020 ENRS construyó 8 MW). Por países, el 74% de la cartera de pedidos corresponde a proyectos en Chile y el 13% en Brasil (Gráfico 5).

Adicionalmente ENRS tiene la capacidad de prestar servicios de O&M (Operations and Maintenance) a parques ya desarrollados. Aunque hoy se trata de un servicios sin masa crítica (ENRS presta servicios de O&M a 9 plantas fotovoltaicas de terceros con una potencia total de 21MW; Ingresos 2021 EUR 0,2Mn) es común que tras realizar un proyecto EPC para una instalación, se adjudique el O&M del parque desarrollado a la compañía que realiza el EPC (lo que debiera empujar de forma significativa los ingresos generados por esta actividad ya en 2022e).

**Gráfico 6. EPC Backlog en MW (Apr. 2022)**      **Gráfico 7. EPC Backlog en EUR Mn (Apr. 2022)**



**Tabla 1. Proyectos actualmente en Construcción para mantener como IPP**

	RENAICO I	LINARES I
Localización	Chile	Chile
MWp	3,6	1,8
Irradiación KW/h	1916	1946
Regulación	PMGD DS 244	PMGD DS 244
Inicio Construcción	Octubre 2021	Diciembre 2021
COD esperado	2S22	2S22
Precio estabilizado energía \$/MWh	50\$/MW (2022) 46\$/MW (2025)	55\$/MW (2022) 51\$/MW (2025)

- **Productor Independiente de Energía o IPP.** Un negocio muy intensivo en capital pero que, una vez se inicie la explotación comercial de las instalaciones en construcción, aportará una fuente de ingresos recurrente, márgenes elevados y alta visibilidad de generación de FCF. A nuestro juicio, ENRS se encuentra en plena fase de transición desde un negocio de desarrollo y prestación de servicios EPC a terceros, hacia un negocio centrado en el desarrollo y construcción de plantas fotovoltaicas para mantenerlas en propiedad (modelo build to own; lo que requerirá de mucho capital).

Aunque a fecha de este informe ENRS no cuenta con ningún proyecto operativo, en 2021 inicia la construcción de sus dos primeros proyectos fotovoltaicos en Chile, (Renaico I y Linares I, con 3,6 y 1,8 MW respectivamente; Tabla 1) y cuya puesta en marcha (COD) está prevista para el segundo semestre de 2022.

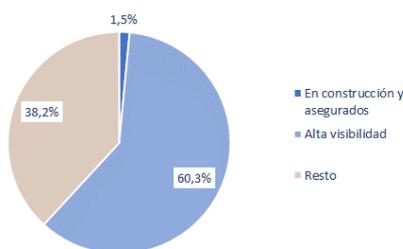
Adicionalmente, durante los primeros meses de 2022 se cierran 4 nuevos proyectos de construcción en Chile, por lo que a fecha de este informe son 6 las plantas fotovoltaicas en construcción por un total de 19 MW. Los proyectos en fase de construcción han obtenido financiación Project Finance por parte de CIFI (banco de Latinoamérica especializado en la financiación de proyectos de tamaño medio).

Los 6 parques en construcción en Chile corresponden a PMGDs (Pequeños Medios de Generación Distribuido), caracterizados por tener plazos inferiores de desarrollo, menores requisitos medioambientales y ciertos beneficios económicos (como la exención del pago de peajes y la posibilidad de acogerse al régimen de precios estabilizados; lo que implica una mayor visibilidad de ingresos). En concreto, para los proyectos Renaico I y Linares I se ha establecido un precio de venta de la energía de 50\$/MW y 55\$/MW, respectivamente en 2022 (46\$/MW y 51\$/MW en 2025). La TIR objetivo para proyectos no-OCDE es > 12% (TIR 8-9% en proyectos OCDE).

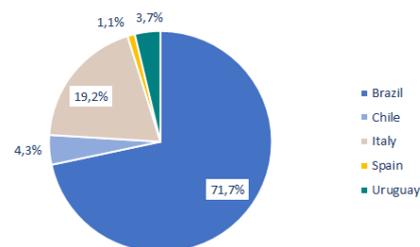
**...con un ambicioso plan de crecimiento (pipeline +4,5 GW fotovoltaicos), y presencia en Latam (Brasil y Chile; > 70% del pipeline) y Europa (España e Italia)**

Desde un punto de vista estricto de valoración el principal activo de ENRS es su pipeline de proyectos fotovoltaicos (+4,5 GW). Un pipeline en distintas fases de desarrollo (Gráfico 8) distribuidos en Brasil, Chile, Uruguay, Italia y España (Gráfico 9), para los que ENRS mantiene una estrategia doble: por un lado, una estrategia de vender parte de estos proyectos en fase RTB o COD y, por otro, construir los proyectos para tener activos propios en operación (IPP).

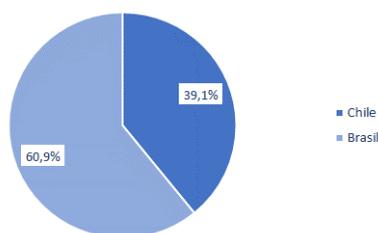
**Gráfico 8. Grado de desarrollo del pipeline**



**Gráfico 9. Pipeline por geografía**



**Gráfico 10. Mix geográfico proyectos en construcción o asegurados (69 MW)**



Y, pese a que tan sólo 55 MW se encontraban en fase RTB a cierre de 2021, en 2023e > 1GW ya debiera alcanzar el estado RTB. ENRS clasifica los proyectos en las siguientes fases:

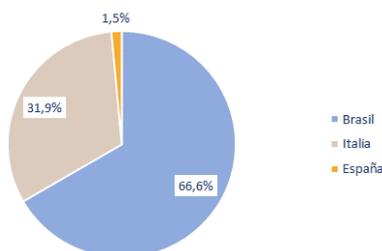
- **Proyectos en construcción o asegurados (69 MW; 1,5% del pipeline).** Se trata de distintos proyectos en Chile (27 MW en 7 proyectos) y Brasil (42 MW correspondientes al proyecto Ribeiro Gonçalves) por un total de 69 MW, en fase de construcción (19 MW en Chile) o próxima a su inicio. Se prevé la puesta en marcha, COD (Commercial Operating Date) para 5,4 MW en 2022 y el resto en 2023.

Estos proyectos están asegurados o se asegurarán en 2022 mediante la formalización de un contrato de compra de electricidad (público o privado; Tabla 2) y (ii) mediante la financiación bajo la modalidad Project Finance.

**Tabla 2. Síntesis de proyectos en construcción o asegurados**

Project	País	Potencia			Factor de carga	Objetivo remuneración
		MWp	RTB	NEH		
Renaico I	Chile	4	2021/2022	1.995	23,1%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Linares I	Chile	2	2021/2022	2.019	23,4%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Renaico II	Chile	4	2022/2023	2.002	23,2%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Linares II	Chile	4	2022/2023	1.990	23,0%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Teno	Chile	3	2022/2023	2.178	25,2%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Bulnes I	Chile	3	2022/2023	2.112	24,4%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Bulnes II	Chile	7	2022/2023	2.082	24,1%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Ribeiro	Brazil	42	2021/2022	2.248	26,0%	70% PPA Privado + 30% merchant
<b>En construcción y asegurados</b>		<b>69</b>				

**Gráfico 11 Mix geográfica proyectos con alta visibilidad (2,7 GW)**



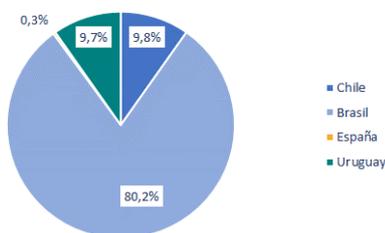
- Proyectos con alta visibilidad (2.756 MW; 60,3% del pipeline).** Proyectos en los que se ha firmado o se espera firmar el derecho de uso de los terrenos a largo plazo y se ha asegurado (o se espera asegurar en un plazo de 24 meses) la conexión a un punto de evacuación para verter la energía eléctrica producida a la red.

Adicionalmente a los proyectos con alta visibilidad desarrollados íntegramente por la compañía (1,8GW) se suman 920 MW en 4 proyectos adquiridos en noviembre 2021 en Italia y España a Alternative Green Energy Italy, quien recibió un 10% del capital de ENRS en el momento de la transacción y un incentivo en el momento en que los proyectos alcancen el estado RTB (c. EUR 10Mn a pagar entre 2022 y 2023). Una operación que pone de manifiesto que ENRS también puede participar como integrador en un mercado en consolidación. Para los proyectos con alta visibilidad, ENRS estima que la fase RTB se alcanzará entre 2022 y 2023 (Tabla 3).

**Tabla 3. Síntesis de proyectos con alta visibilidad (incluyendo M&A)**

Project	País	Potencia			Factor de carga	Objetivo remuneración
		MWp	RTB	NEH		
Itabira	Brazil	3	2021/2022	1.579	18,3%	100% Private PPA
Rota do Sol	Brazil	4	2021/2022	2.348	27,2%	100% Private PPA
Tremp	Spain	3	2022/2023	2.018	23,4%	100% Private PPA
Pudong - I	Brazil	207	2022/2023	2.235	25,9%	70% PPA Privado + 30% merchant
Pudon - II	Brazil	277	2022/2023	2.235	25,9%	70% PPA Privado + 30% merchant
Camboata I	Brazil	711	2022/2023	2.289	26,5%	70% PPA Privado + 30% merchant
Camboata II	Brazil	454	2023/2024	2.289	26,5%	70% PPA Privado + 30% merchant
Poço Verde	Brazil	180	2023/2024	2.057	23,8%	70% PPA Privado + 30% merchant
<b>Alta visibilidad</b>		<b>1.839</b>				
Sardignia I	Italy	440	2023/2024	1.987	23,0%	70% PPA Privado + 30% merchant
Sardignia II	Italy	220	2023/2024	1.990	23,0%	70% PPA Privado + 30% merchant
Puglia	Italy	220	2023/2024	1.901	22,0%	70% PPA Privado + 30% merchant
Canarias	Spain	40	2023/2024	1.931	22,3%	70% PPA Privado + 30% merchant
<b>Alta visibilidad (M&amp;A)</b>		<b>920</b>				
<b>Alta visibilidad (total)</b>		<b>2.759</b>				

**Gráfico 12. Mix geográfica proyectos en estado avanzado (1,7 GW)**



- Proyectos en estado avanzado (1.746 MW; 38% del pipeline).** Proyectos en los que se ha firmado (o se espera firmar en un plazo máximo de 12 meses), el derecho de uso de los terrenos a largo plazo y se espera obtener la conexión a un punto de evacuación para poder verter la energía eléctrica producida a la red antes de 2025. ENRS estima que los proyectos en esta fase alcancen el RTB entre 2023 y 2025 (Tabla 4).

**Tabla 4. Síntesis de proyectos en estado avanzado**

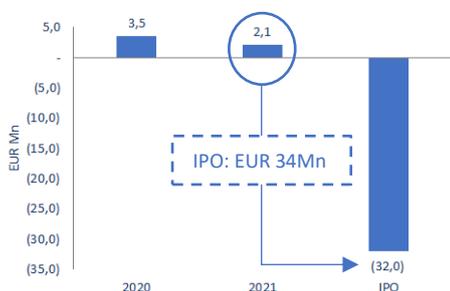
Project	País	Potencia			Factor de carga	Objetivo remuneración
		MWp	RTB	NEH		
Panquehue	Chile	3	2023/2024	2.054	23,8%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Calera de Tango	Chile	2,4	2023/2024	2.183	25,3%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Colina	Chile	6	2024/2025	2.183	25,3%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Ribeiro Gonçalves II	Brazil	260	2024/2025	2.248	26,0%	70% PPA Privado + 30% merchant
Paysandú	Uruguay	170	2025/2026	2.128	24,6%	70% PPA Privado + 30% merchant
Jerez	Spain	6	2025/2026	2.018	23,4%	100% PPA Privado
Beberibe	Brazil	640	2025/2026	2.375	27,5%	70% PPA Privado + 30% merchant
Paracatú	Brazil	500	2025/2026	2.221	25,7%	70% PPA Privado + 30% merchant
Quintero	Chile	100	2025/2026	2.183	25,3%	70% PPA Privado + 30% merchant
Peñaflor	Chile	6	2025/2026	2.183	25,3%	Regulado-PMGD con la República de Chile
Batuco	Chile	50	2025/2026	2.054	23,8%	70% PPA Privado + 30% merchant
Marchihue	Chile	3	2025/2026	2.054	23,8%	Regulado-PMGD con la República de Chile
<b>Estado Avanzado</b>		<b>1.746</b>				

**La ampliación de capital realizada (EUR 34Mn; marzo 2022) refuerza la estructura de capital y da “cancha” para acelerar el inicio de su actividad como IPP**

El modelo de negocio de ENRS es muy intensivo en capital. Con unos ingresos 2021 de EUR 8,4Mn y un EBITDA de EUR 0,5Mn, la compañía cerró 2021 con EUR 2,1Mn de Deuda Neta (vs EUR 3,5Mn en 2020; tras el cobro de EUR 1,2Mn por la desinversión del parque de Ribeiro Gonçalves en Brasil y ampliaciones de capital por EUR 3,9Mn).

Dado el elevado nivel de inversión necesario para desarrollar su pipeline e iniciar su actividad como IPP, en 2022 amplía capital por EUR 34Mn en el marco de su salida a bolsa. Lo que deja la posición de caja neta tras la ampliación (marzo 2022) en c. EUR 30Mn (Gráfico 13).

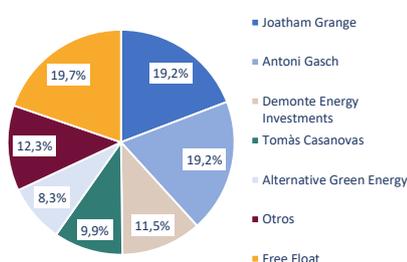
**Gráfico 13. Evolución de la Deuda Neta**



Adicionalmente, en julio 2022 ENRS firma una nueva inyección de capital por parte de Inveready de EUR 6Mn a través de dos bonos convertibles (cada uno por EUR 3Mn) equivalentes a c. 2% del capital (lo que implica una valoración de c. EUR 250Mn vs Mkt. Cap de EUR 231Mn a fecha de este informe).

Una estructura de capital saneada que, no solo supone una oportunidad obvia de crecer y desarrollar su pipeline para iniciar su actividad como IPP, sino que valida el atractivo para el inversor del modelo de negocio (lo que debiera permitir a la compañía acudir al mercado para seguir financiando su crecimiento). Y es que, aunque la capacidad de la compañía para autofinanciar su propio crecimiento con la caja generada irá mejorando (tanto por rotación de activos como por el inicio de su actividad como IPP), el desarrollo de su pipeline requerirá de un elevado nivel de inversión.

**Gráfico 14. Estructura accionarial**



Nota: Otros accionistas incluye la participación de Francisco Javier García-Mateo (5,9%; a través de Vernon Inversiones & Wilcox Corp) y Alejandro Alorda (6,4% a través de Mass Investments ARK 2021).

### El Consejo de Administración mantiene el control de la compañía y lidera el equipo gestor. Free Float 20%

Tras la salida a BME Growth (marzo de 2022) los miembros del Consejo de Administración mantienen el control de la compañía con una participación total del 62,8% dividida entre: (i) Joatham Grange (fundador y CEO de la compañía; plenamente involucrado en la gestión del negocio) con una participación del 19,2%, (ii) Antoni Gasch (VP Engineering & Operations; en la compañía desde 2012) participación del 19,2%, (iii) Luis Felipe Suarez Olea (Consejero Dominical con una participación del 8,75% a través de Demonte Energy Investments, propietaria del 11,5% del capital), (iv) Tomàs Casanovas (Presidente del Consejo; 9,9%) y (v) Francisco Javier García-Mateo (5,9%).

Adicionalmente, Alternative Green Energy (sin representación en el Consejo de Administración) recibió su participación (8,3%) como parte del precio de compra de los 920 MW (880 MW en Italia y 40 MW en España) en desarrollo adquiridos por ENRS en noviembre 2021.

Plena alineación de intereses entre el Consejo de Administración, el equipo gestor y los accionistas minoritarios. Free float de c. 20%.

### En definitiva, ¿Qué es ENRS hoy? ¿hacia dónde se dirige?

ENRS es una compañía 100% energías renovables enfocada al desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas solares fotovoltaicas en mercados de alto crecimiento (como Brasil, Chile, Italia y España). En la actualidad, se encuentra en plena fase de transición pasando de un modelo de venta de proyectos RTB a un negocio centrado (no exclusivamente) en el desarrollo y construcción de plantas fotovoltaicas para mantenerlas en propiedad (modelo build to own). Y, por tanto, para operarlos como productor independiente de energía (IPP). Desde la perspectiva del inversor hoy encontramos 5 grandes oportunidades en ENRS:

- 1) Compañía de renovables en plena fase de “despegue”** (el P/L hoy es todavía irrelevante). Lo que implicará un crecimiento operativo relevante durante los próximos años.
- 2) Control total de toda la cadena de valor en proyectos fotovoltaicos.** Desde el desarrollo y construcción hasta la operación y mantenimiento. Esta integración ayuda a la generación de sinergias, menores costes y reducción de los plazos.
- 3) Pipeline de proyectos con alta visibilidad y estrategia de rotación de activos.** Más de 2.000MW alcanzarán fase RTB durante los años 2023 y 2024. La rotación de activos en fase RTB jugará un papel fundamental al permitir generar recursos que reinvertir en la construcción de sus propios parques fotovoltaicos (la venta del 87% del parque Ribeiro Gonçalves, desarrollado íntegramente por la compañía, no debe verse como algo aislado, sino como la estrategia a seguir).

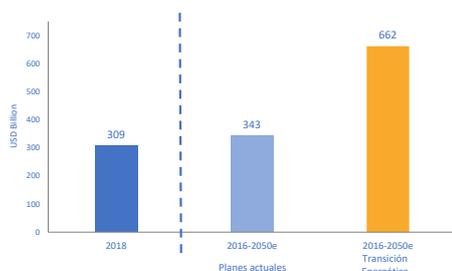
Adicionalmente, el M&A puede ser una palanca de crecimiento adicional (la adquisición de 920MW en Italia y España en noviembre 2021 es un ejemplo de la capacidad de ENRS de participar como integrador en un mercado en consolidación).

- 4) **Exposición “única” a Brasil.** Un mercado de elevado crecimiento (construcción de 1GW de solar fotovoltaica al trimestre) a través de una cartera de más de 2GW de proyectos avanzados. Una exposición al mercado fotovoltaico brasileño que, mirando a la Bolsa española, solo puede encontrarse en ENRS.
- 5) **El sentido estratégico del proyecto en sí,** 100% focalizado en un sector al alza (como tantos otros) pero singular por su aspiración de equilibrar los riesgos: i) renuncia de sobreexposición al mercado español; ii) exposición significativa (pero no exclusiva) a Latam como área de fuerte crecimiento; iii) combinación del modelo de desarrollo y venta en fase RTB y modelo build to own.

El “viento” (sectorial, regulatorio, incluso social) es a favor y explica (por sí solo) la oportunidad de ENRS de desarrollar su pipeline (+4,5 GW) y materializar su giro a productor independiente de energía (IPP; lo que implicaría un importante salto en tamaño y valor). La única restricción del modelo de ENRS es el capital (necesario para acelerar el desarrollo de su pipeline). Lo que implica asumir que las necesidades de financiación adicionales seguirán cubriéndose mayoritariamente, al menos en el corto plazo, con soluciones que impliquen equity y por tanto dilución.

## Solar fotovoltaica: la tecnología ganadora de un sector ganador (energías renovables)

**Gráfico 15. Necesidades de inversión anual para la transición energética (2016-2050e)**



Fuente: IRENA (International Renewable Energy Agency).

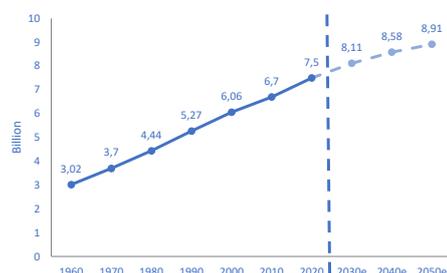
El principal reto de la industria energética es el cambio climático. Los Acuerdos de París (2015) fijaron como objetivo reducir sustancialmente las emisiones para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2°C y alcanzar la neutralidad climática en 2050 (es decir, conseguir emisiones de dióxido de carbono netas o iguales a cero). Para ello, será necesario un incremento muy significativo del peso de la electricidad en el mix energético (y las renovables serán las protagonistas). Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el incremento de la electrificación, la mejora en la eficiencia energética y las energías renovables podrían proporcionar c. del 90% de la reducción global de emisiones necesaria para la descarbonización de la economía.

En este contexto, las inversiones “verdes” serán la piedra angular del cambio. Para cumplir los objetivos de “Net Zero Emissions” (NZE; Gráfico 18) se deberían alcanzar USD 27.000Bn de inversión para el período 2016-2050 (IRENA). En la actualidad, los pactos alcanzados entre los países que han acordado reducir sus emisiones suponen una inversión total de c. USD 14.000Bn hasta 2050e (USD 343Bn anual; Gráfico 15). Por lo que, sería necesario duplicar la inversión actual hasta USD 662Bn anuales para conseguir una transición energética global real.

### La transición energética es ya una realidad y pasa (inevitablemente) por la electrificación de la economía

La Agencia Internacional de la Energía estima que, en su escenario central, el consumo energético va a aumentar un 16% en 2050e respecto a 2020 por las siguientes razones: i) el crecimiento de la población (+0,6% TACC 2020-2050e; Gráfico 16), ii) el proceso de urbanización de países emergentes, iii) el crecimiento del PIB per cápita (+2,4% TACC hasta 2040) y iv) la progresiva electrificación de la economía (que impulsará la transición energética). Es decir, el consumo energético mundial crecerá a tasas del 0,5% TACC hasta 2050e (Gráfico 17).

**Gráfico 16. Población mundial (1960-2050e)**

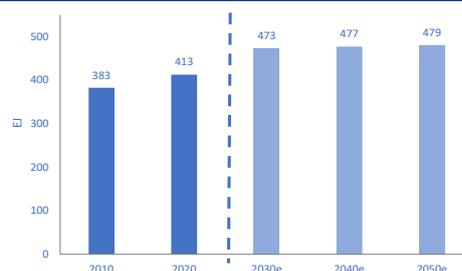


Fuente: UNESCO.

El World Energy Outlook 2021, en el escenario central (Announced Pledges Scenario, APS) dónde se tienen en cuenta los pactos ya firmados para reducir emisiones, prevé que el consumo eléctrico aumente 10p.p. hasta alcanzar c. 30% sobre el consumo total en 2050e (vs 20% en 2020; Gráfico 18). No obstante, para el objetivo de Net Zero Emissions, además de la reducción del consumo energético gracias a la eficiencia obtenida por los avances tecnológicos, se espera, en el mejor de los escenarios, que la cuota de consumo eléctrico crezca hasta situarse en el 50% sobre el total del consumo energético global en 2050e (frente al 30% en el escenario central; Gráfico 18).

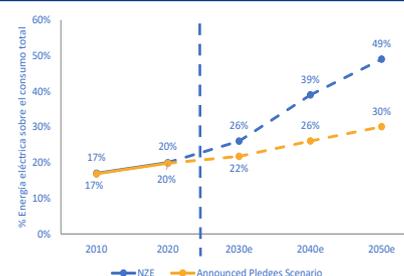
En este entorno, las energías renovables multiplicarán cerca de 5,5x su capacidad instalada hasta superar los 16,5TW en 2050e (vs 2,9TW en 2020; +6% TACC durante el período 2020-2050), con crecimientos de doble dígito para la solar fotovoltaica, que se consolidará como tecnología líder en el sector renovable.

**Gráfico 17. Consumo energético total**

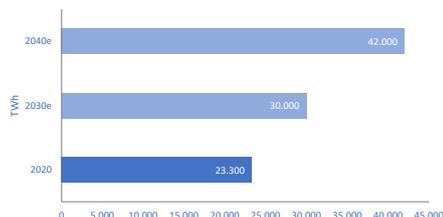


Fuentes: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

**Gráfico 18. Cuota electricidad s/consumo total**

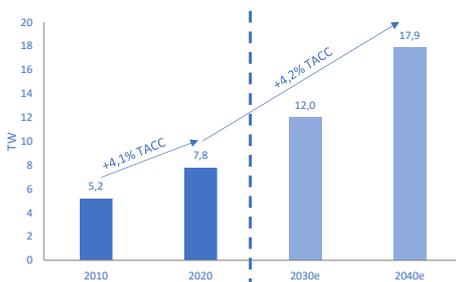


**Gráfico 19. Demanda eléctrica total (2020-2040e)**



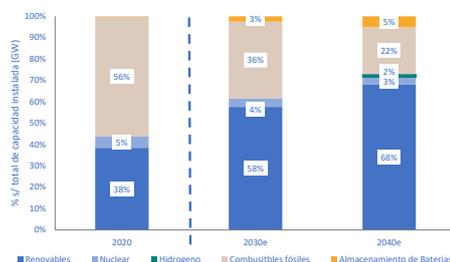
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

**Gráfico 20. Capacidad eléctrica total instalada (TW)**



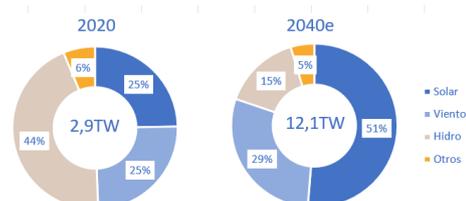
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

**Gráfico 21. Mix capacidad eléctrica total instalada (2020-2040e)**



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

**Gráfico 24. Composición de la capacidad instalada eléctrica renovable (2020-2040e)**



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Mientras que el impacto del Covid-19 disminuyó c. 5% el consumo energético en 2020, la demanda eléctrica sólo se resintió un 1%. La resiliencia en el consumo eléctrico viene por la mayor demanda de sectores como el del transporte por la penetración del vehículo eléctrico, y el industrial por la electrificación de los procesos, clave para reducir emisiones. Todo ello, hará que la demanda de energía eléctrica total aumente un 30% hasta los 30TWh en 2030 y duplique niveles de 2020 (23,3TWh; Gráfico 19) en 2040, alcanzando los 42TWh. Por lo que, el aumento previsto en la instalación de capacidad renovable será necesario para satisfacer el incremento en la demanda de energía eléctrica.

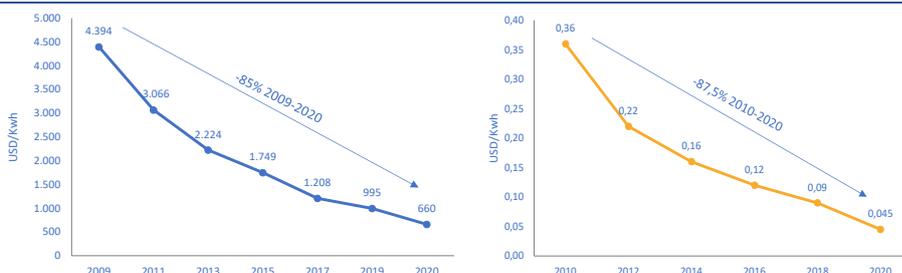
**Energías renovables: “claves” en la transición energética (y la solar fotovoltaica se consolida como la tecnología ganadora)**

Consideramos que el crecimiento de las nuevas instalaciones eléctricas (principalmente renovables) tiene una elevada visibilidad, esencialmente gracias a: (i) políticas a nivel mundial para mitigar el cambio climático (Acuerdos de París, Agenda 2030 para el desarrollo sostenible y ONU) y (ii) la mejora de la eficiencia y competitividad de las fuentes de energía renovable. Por lo que la capacidad eléctrica total (incluyendo no renovables) instalada va a multiplicarse por 2,3x en los próximos 20 años hasta los 17,9TW en 2040e (+4,2% TACC 2020-2040e; Gráfico 20).

El apoyo gubernamental de los países para la instalación de generadores de energía limpia va a ser el principal conductor para que las energías renovables continúen aumentando su peso sobre el total de la capacidad eléctrica instalada, desde el 38% actual a casi el 68% en 2040e, lo que implicaría un crecimiento de +7,3% TACC 2020-2040e hasta 12,1TW de capacidad renovable instalada (frente a 2,8TW de capacidad renovable instalada en 2020; Gráfico 21).

La fuerte caída en el coste de instalación de plantas fotovoltaicas ha sido uno de los ejes que han motivado el incremento en la capacidad instalada. En los últimos diez años, el precio por MW solar fotovoltaico se ha reducido un -85% pasando de USD 4,4Mn/MW en 2010 hasta los actuales USD 0,7Mn/MW. Las dos razones fundamentales que han justificado esta bajada de precios son: i) la mejora de eficiencia en la tecnología empleada, lo que ha aumentado significativamente la capacidad de producción de cada panel instalado y ii) la deflación de precios al haberse alcanzado una mayor eficiencia en los costes de instalación.

**Gráfico 22. Ev. del coste de instalar un MW Solar Gráfico 23. Coste producción de la e. solar**



Fuentes: IRENA.

La mejora en los costes de las tecnologías renovables como la solar y la eólica va a continuar gracias a las innovaciones en los materiales empleados para la fabricación de paneles y turbinas. Aunque a un ritmo inferior al visto desde 2009 hasta ahora. A diferencia de la situación de hace diez años, el coste de producción de las renovables se encuentra en un nivel muy competitivo frente al resto de las tecnologías. La caída tanto en el precio de instalación (-85% -10y) como en el de producción (-87,5% -10y; Gráfico 23) de la energía fotovoltaica y de otras tecnologías sostenibles (eólica, hidráulica, bio) hace que sus precios sean un reclamo en el mix eléctrico.

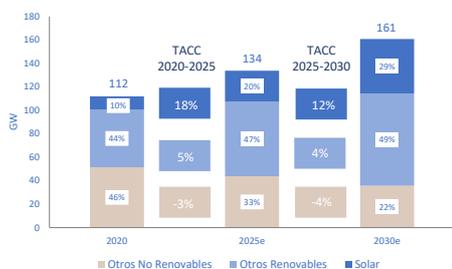
La energía solar fotovoltaica va a convertirse en los próximos años en la punta de lanza de las tecnologías renovables. Con crecimientos de doble dígito (+11,2% TACC 2020-2040e), la potencia solar fotovoltaica instalada se multiplicará por 8,4x (frente a un 4,7x de otras fuentes renovables como la eólica; según la AIE) suponiendo el 51% (Gráfico 24) del total de la capacidad instalada eléctrica renovable en 2040e. En el escenario central de la Agencia Internacional de la Energía, en 2040e un tercio de la generación eléctrica renovable será de energía fotovoltaica.

Ante el entorno de incertidumbre actual (elevada inflación, subidas de tipos de interés), los riesgos ante los que se encuentra el sector de las tecnologías renovables son: i) freno en la reducción de precios tanto de instalación como de producción, limitando la capacidad de desarrollo y ii) un elevado coste de financiación que pueda restringir las puestas en marcha.

### España, capacidad instalada solar fotovoltaica: +15,1% TACC 2020-2030e

Los objetivos de España para 2030 están determinados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, en el que se aspira a que las tecnologías renovables supongan el 70% de la generación eléctrica total (alcanzando la Neutralidad Energética en 2050). Para ello, se van a destinar EUR 240Bn en los próximos 20 años (38% en renovables y 24% en redes y electrificación). España dispone de 112GW de capacidad instalada de generación eléctrica en 2020, de los cuales, 11GW son de energía solar fotovoltaica.

**Gráfico 25. Capacidad instalada de generación eléctrica en España (2020-2030e)**

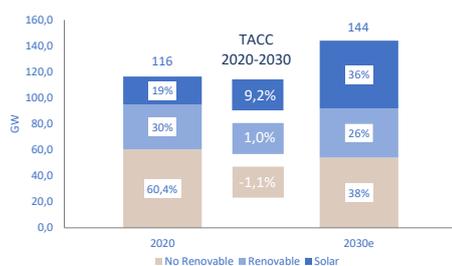


Fuente: MITECO  
Otros No renovables incluye Carbón, Ciclo Combinado, Cogeneración, Fuel/Gas y Nuclear.

El Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO) espera alcanzar 161 GW de generación eléctrica instalada en 2030e (+3,7% TACC 2020-2030e). Las estimaciones del Gobierno recogen que la capacidad instalada de energía solar se cuadruplica en los próximos 10 años (+15% TACC 2020-2030e) seguida de la eólica (2x en 2030; +6% TACC 2020-2030e) hasta los 46GW y 50GW instalados, respectivamente. Está previsto que se subasten entre 2022-2025e, 25GW de Solar y 21GW de Eólica. Existen tres maneras de comercializar la energía en España: i) Pool eléctrico (mercado mayorista), ii) PPAs (contratos bilaterales): según LevelTen, el precio de la energía solar en España en esta modalidad se sitúa en c. 38 EUR/MWh (+11,8% vs 2020), que, pese a la subida de precio, continúa siendo el más bajo de Europa, y iii) subastas de capacidad de generación renovable.

Las Islas Canarias tienen una regulación diferente respecto a su sistema eléctrico. ENRS cuenta con 40GW en su pipeline (c.1% del pipeline) con fecha RTB esperada 2023e. Pese a que por su localización geográfica tiene una elevada dependencia de los combustibles fósiles, el Gobierno quiere desarrollar la capacidad de las renovables de forma que permita alcanzar el 50% de la capacidad total en las islas en 2025e (c.20% en 2020). La región cuenta con ventajas fiscales como una tasa impositiva del impuesto de sociedades en el 6,25% para los 15 primeros años de operación y un 12,5% para los años siguientes.

**Gráfico 26. Capacidad instalada de generación eléctrica en Italia (2020-2030e)**

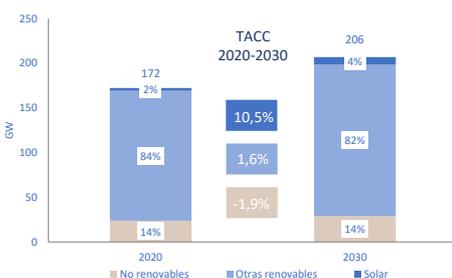


Fuente: TERNA  
Otros No renovables incluye Carbón, Gas, Nuclear y termal.

### Italia, capacidad instalada solar fotovoltaica: +9,2% TACC 2020-2030e

Italia ha puesto en marcha el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima Integrado (PNIEC) en el que se ha fijado como objetivo que, en 2030, el 28% del consumo total energético (vs 18,8% en 2018) y el 55% de la generación de electricidad, sea renovable. En este contexto, según TERNA, Italia pretende alcanzar en 2030e una capacidad instalada de generación eléctrica de 144GW (vs 115GW en 2020; Gráfico 26), de los que 52GW de energía solar fotovoltaica (+9,2% TACC 2020-2030e; vs 22,2GW en 2020). Y con la intención de cerrar las plantas de carbón en 2025. Los mercados en los que se divide la venta de energía eléctrica son: "Mercato Elettrico a Pronti" (MPE), que es el mercado mayorista y Mercato elettrico a Termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro" (MTE), mercado minorista. Según LevelTen, el precio de los PPAs en 2021 ascendió a c. 51 EUR/MWh.

**Gráfico 27. Capacidad instalada de generación eléctrica en Brasil (2020-2030e)**

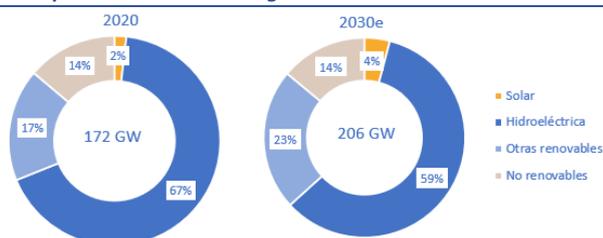


Otros No renovables incluye Carbón, Cogeneración, Fuel/Gas y Nuclear.

### Brasil, capacidad instalada solar fotovoltaica: +10,5% TACC 2020-2030e

Brasil es uno de los países con mayor capacidad de generación eléctrica por energías renovables con 148GW instalados (de 172GW de capacidad de generación eléctrica total instalada en 2020) que satisfacen c. 45% de la demanda de energía eléctrica primaria. Según la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), el 67% de la capacidad instalada se corresponde con tecnologías hidroeléctricas, principal fuente de energía en el país en 2020.

**Gráfico 28. Mix de capacidad instalada de generación eléctrica total en Brasil (2020-2030e)**

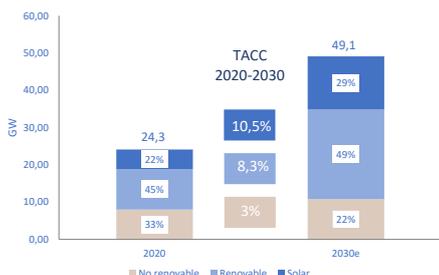


Fuente: Plano Decenal de Expansão de Energia 2020-2030 Brasil.

En Brasil la energía solar fotovoltaica se encuentra aún en una fase incipiente con 3GW instalados en 2020 (lo que implica un 2% de la capacidad solar instalada sobre el total de capacidad de generación eléctrica vs el 10% sobre el total en España en 2020).

El Plan Decenal de Expansión Energética 2030 espera que aumente considerablemente la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica hasta suponer el 4% del total con 8,4GW instalados en 2030e (+10,5% TACC 2020-2030e). Brasil cuenta con condiciones climáticas favorables, junto a su extensión, para el desarrollo de instalaciones de energía solar fotovoltaica.

**Gráfico 29. Capacidad instalada de generación eléctrica en Chile (2020-2035e)**



Fuente: Ministerio de Energía Chile  
Otros No renovables incluye Carbón, Gas, Geotérmica.

**Chile, capacidad instalada solar fotovoltaica: +10,5% TACC 2020-2030e**

Chile cuenta con una capacidad de generación eléctrica instalada de 24GW en 2020 (de los cuales c.16GW son de energías renovables; 5,2GW de energía solar fotovoltaica según el Ministerio de Energía Chileno). En 2020, Chile ha recibido inversiones por valor de USD 4,6Bn destinados a aumentar la capacidad de energías renovables instaladas. En 2030e Chile espera que el 88% de la capacidad instalada sea de energías renovables. El plan de expansión fijado por la Política Energética Nacional (PEN), estima una capacidad de generación eléctrica total instalada de 49GW en 2030e de los cuales 14,2GW se corresponderán con instalaciones de energía solar fotovoltaica (+10,5% TACC 2020-2030e).

El mercado eléctrico chileno es complejo, como resultado de su exposición a factores externos: i) las estaciones hidrológicas, ii) la disponibilidad de combustibles fósiles, iii) las limitaciones en la transmisión de electricidad y iv) la inestabilidad política de los últimos años. Las principales vías para la venta de electricidad en Chile son: i) mercado spot, ii) PPAs y iii) subastas públicas. Además, existe una remuneración especial de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) para proyectos no superiores a 9MW, a un precio de c. 55 USD/MWh (ENRS cuenta con 12 proyectos PMGDs con una potencia agregada de 48MW, de los que c. 27 MW esperamos que ya se encuentren en operación en 2023e).

**Tabla 5. Síntesis de capacidad instalada de renovables por geografía (2020-2030)**

		Capacidad Instalada (MW)		TACC
		2020	2030	2020-2030
España	Solar	11,4	46,5	15,1%
	Renovables	49,0	63,5	2,6%
Italia	Solar	21,7	52,0	9,2%
	Renovables	34,3	38,0	1,0%
Europa	Renovables	528,5	1.236,0	8,9%
Brasil	Solar	3,1	8,4	10,5%
	Renovables	145,3	169,6	1,6%
Chile	Solar	5,2	14,3	10,5%
	Renovables	10,9	24,1	8,3%
LATAM	Renovables	259,6	412,5	4,7%

Fuente: Datos extraídos de (España; MITECO; Italia; TERNA, Europa; IRENA y UE, Brasil; EPE, Chile; Gobierno de Chile, LATAM; OLADE).

**En definitiva, las energías renovables van a ser cruciales en la transición energética global (no solo en Europa)**

Pese al entorno de incertidumbre actual (marcado por la inflación y la desaceleración de las principales economías), la transición energética es una realidad a la que se han comprometido un elevado número de países. El objetivo de la descarbonización de la economía es un frente común y para ello, la electrificación, la mejora en la eficiencia energética y las energías renovables van a jugar un papel fundamental. La evolución del sector vendrá marcada por:

- **Compromisos medioambientales y planes nacionales de energía.** Adoptados por los países a través de acuerdos de reducción de emisiones (Acuerdos de París 2015, Agenda 2030 con los objetivos de desarrollo sostenible) que han empujado la transición ecológica mediante acuerdos entre los principales países europeos para alcanzar la neutralidad energética en 2050e. Tanto los países europeos (España, Francia, Alemania e Italia) como en Latam (Brasil, Colombia y Chile) han presentado planes nacionales con el objetivo de aumentar la cuota de instalación de generación de energía eléctrica a través de energías renovables (principalmente solar y eólica).
- **Reducción en el precio de instalación y producción de la energía solar.** El precio de instalación de paneles solares ha pasado de suponer USD 4,4Mn/MW en 2010 a 0,7Mn/MW en 2020; esencialmente como consecuencia de: i) la mejora en la eficiencia de las tecnologías necesarias para la instalación haciendo que fueran más accesibles y ii) la inversión que se ha realizado en los últimos 10 años que ha hecho posible que se hayan desarrollado en un mayor número de países. Todo ello, ha hecho que estas tecnologías sean más competitivas en la actualidad. El coste de producción de energía eléctrica también se ha visto reducido un -87,5% -10y permitiendo repercutir esta bajada al cliente final. La AIE estima que la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica supondrá el 51% del total de energía renovable instalada en todo el mundo en 2040e. Lo que convierte a la fotovoltaica en la tecnología ganadora en el proceso de transición a un modelo de generación renovable.

- **Un caldo de cultivo atractivo para el M&A, favorecido por el elevado interés de las renovables.** Históricamente la industria ha tendido al crecimiento inorgánico para ampliar tanto la capacidad instalada como la presencia geográfica. En este contexto, es habitual la adquisición por parte de compañías de renovables de proyectos en fase RTB o COD, evitando el riesgo del desarrollo (en el caso RTB) y construcción (ENRS cuenta con equipos locales en los mercados en los que opera, lo que le permite desarrollar sus proyectos desde el inicio y capturar todo el margen promotor). Este entorno deja abierta la posibilidad de que ENRS pueda verse inmersa en movimientos corporativos (en un sector que tiende de forma natural a la concentración).

En el precio de transacción no solamente se valora la potencia instalada sino también el valor del pipeline dependiendo de la visibilidad del mismo. Otro de los factores que afectan al precio por MW es el estado de la cartera de proyectos (RTB o COD) así como el país en el que se realiza la transacción.

**Tabla 6. Transacciones recientes en renovables**

País	Fecha	Target	MW	Technology	Comprador	EUR Mn	EUR Mn/MW
España	Mayo 2022	Q-Energy*	4.582	Solar/Eólica	Verbund*	1.000	0,2
España	Marzo 2022	TRIG	132	Solar	Repsol	117	0,9
España	Enero 2022	Progressum Energy Development	508	Solar	Green Arrow Capital	400	0,8
España	Diciembre 2021	EDP Renovaveis	181	Eólica	GTC	300	1,7
Brasil	Diciembre 2021	Volitalia**	336	Solar	GTC**	120	0,4
España	Febrero 2021	Asterion Industrial Partners	845	Solar	BP	600	0,7
España	Diciembre 2020	Elawan	714	Eólica	Orix	1.200	1,7
España	Julio 2020	EDP - Viesgo Renewables	511	Eólica	EDP	565	1,1
Italia	Mayo 2017	Terni Energia	19	Solar	T1 Roncolo	59	3,1
Chile	Febrero 2019	Grenergy	30	Solar	Carbon Free	29,1	1,0
Brasil	Enero 2019	Enel	540	Solar	CGN Energy	700	1,3

Nota\*: La transacción de Q-Energy incluye la compra de una cartera fotovoltaica regulada operativa (potencia instalada de 82 MW) y otra en desarrollo (eólica y fotovoltaica) compuesta por 2.100 MW en una fase avanzada y 2.400 MW de proyectos en fase greenfield. Todos los proyectos se encuentran en España.

Nota\*\*: La operación se ha realizado con todos los proyectos en fase RTB.

## Ante un punto de inflexión: 2022e marcará el inicio de una etapa de alto crecimiento (multiplicando x3 los ingresos 22e en 24e)

**Gráfico 30. Ingresos (2021-2024e)**



A nuestro juicio ENRS debe ser vista como una plataforma de renovables con un negocio aún en gestación y en plena fase de “despegue” (el P&L hoy es, todavía, irrelevante; ingresos a cierre de 2021: EUR 8,4Mn). Cuenta con presencia en todas las fases de la cadena de valor, desde el desarrollo inicial del proyecto (desde una etapa temprana o Greenfield, hasta alcanzar la fase RTB), pasando por su construcción (incluyendo el desarrollo para terceros con EPC propio) y posterior operación y mantenimiento. Y, pese a que a fecha de este informe todavía no posee ningún proyecto en operación, su pipeline de proyectos fotovoltaicos debiera permitirle iniciar una etapa de alto crecimiento (que será visible “ya” en 2022e).

ENRS cuenta con un pipeline de proyectos > 4.500 MW principalmente en Latam (Chile y Brasil; c. 80% s/total), centrado en tecnología solar-fotovoltaica (aunque también estaría analizando su entrada en el negocio eólico). Y la estrategia a seguir durante los próximos años parece clara: mantener en el medio-largo plazo una parte relevante de los activos que desarrolla, construye y pone en operación (aunque dado el momento actual del negocio, la rotación de activos jugará un papel fundamental). En concreto, de esta cartera de proyectos c. 65 MW están actualmente en construcción (o asegurados) y entrarán en funcionamiento entre 2022 y 2023 y esperamos que unos 500 MW entren en operación en el periodo 2022e-2025e (c. 80% de los MW con capacidad de alcanzar estado COD en 2025).

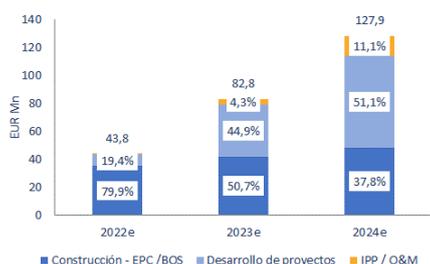
Lo anterior invita a reflexionar sobre tres cuestiones clave: (i) ¿Cuál es la capacidad real de la compañía de desarrollar su pipeline? (ii) ¿Qué impacto tendrá en términos de crecimiento de ingresos y evolución de márgenes? Y por último, pero no menos importante, (iii) ¿Cuál será el nivel de inversión y financiación necesario? Contestar a estas preguntas exige un análisis sistemático de la cuenta de resultados. Lo que dará criterio a la hora de valorar si esta “historia de crecimiento” dentro del sector renovables es sostenible (y rentable) en el largo plazo.

### El “despegue” del negocio EPC impulsará los ingresos (2022e), a la espera del desarrollo de su pipeline (que debiera permitir multiplicar x3 los ingresos 22e en 24e)

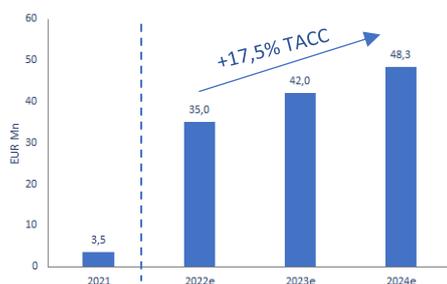
Nuestro escenario central para el período 2022e-2024e contempla un auténtico “despegue” de la cuenta de resultados de ENRS hasta alcanzar un nivel de ingresos de c. EUR 127,9Mn en 2024e (Gráfico 31). Un nivel de ingresos que implica un fortísimo crecimiento si lo comparamos con los ingresos generados en 2021 (EUR 8,4Mn). Y que se sustenta, esencialmente, en:

- **Despegue del negocio de EPC en 2022e (Ingresos 2022e: EUR 35Mn y capacidad de crecer a doble dígito hasta 2024e; +17,5% TACC 2022e-2024e).** El negocio de construcción EPC/BOS para terceros será la principal palanca para impulsar los ingresos en el m/p (a la espera del desarrollo del pipeline de proyectos propios). En concreto, para 2022e estimamos un fortísimo crecimiento del negocio EPC hasta alcanzar un nivel de ingresos de EUR 35Mn (vs EUR 3,5Mn en 2021; Gráfico 32). Un importante crecimiento explicado casi exclusivamente por la cartera de pedidos a cierre de 2021 (126 MW distribuidos en 18 proyectos entre Chile y Brasil, de los que 81 MW se encontraban en construcción y 72 MW correspondían a clientes recurrentes) por un importe total de EUR 30Mn (EUR 27Mn ejecutables en 2022e; c. 80% s/ingresos 2022e estimados).

**Gráfico 31. Contribución al mix de ingresos por negocio (2021-2024e)**

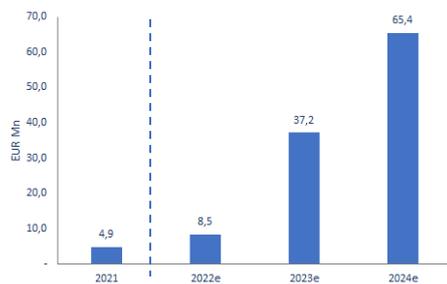


**Gráfico 32. Ingresos del negocio de construcción EPC/BOS (2021-2024e)**

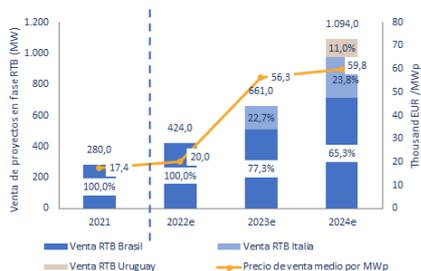


Una cartera que a abril de 2022 se había incrementado hasta 156 MW (+24% vs 2021) por un importe adjudicado de EUR 45Mn a ejecutar entre 2022e y 2023e. Lo que explica el crecimiento del 20% estimado para el negocio EPC en 2023e (Ingresos 23e: EUR 42Mn). A nuestro juicio, el foco en mercados de alto crecimiento (como Brasil y Chile; c. 90% de la cartera de pedidos del negocio EPC), debiera permitir a ENRS hacer crecer su negocio a doble dígito durante el período 2022e-2024e, hasta alcanzar niveles de ingresos de c. EUR 50Mn en 2024e (+17,5% TACC 22e-24e; Gráfico 32). Lo que implicaría la construcción para terceros de c. 200 MW/año.

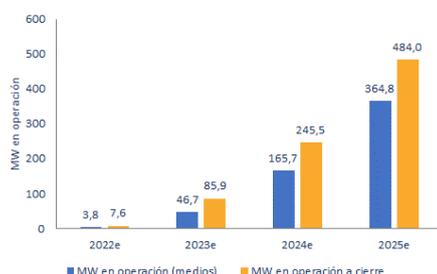
**Gráfico 33. Ingresos del negocio de desarrollo de proyectos (2021-2024e)**



**Gráfico 34. Venta de proyectos en fase RTB por geografía vs EUR/MWp (2021-2024e)**



**Gráfico 35. Capacidad instalada media vs capacidad instalada a cierre (2021-2025e)**



- **Desarrollo de proyectos: la rotación de activos en fase RTB seguirá jugando un papel fundamental (Ingresos 2022e: EUR 8,5Mn; 19% s/Ingresos 2022e).** ENRS cierra en 2021 su primera venta de un proyecto en fase RTB (280 MW del proyecto Ribeiro Gonçalves en Brasil) por EUR 4,9Mn en 2021 (Gráfico 33). Dado el momento actual del negocio, consideramos que la rotación de activos seguirá jugando un papel “clave” como palanca fundamental para financiar el desarrollo y crecimiento de su actividad como productor de energía independiente (IPP).

Aunque la velocidad de desarrollo de los proyectos hasta que estos alcancen la fase RTB es hoy la principal incógnita (y restricción) del modelo de ENRS, tomamos como referencia el grado de avance actual del pipeline (c. 2.800 MW con alta visibilidad que debieran alcanzar la fase RTB entre 2022e y 2023e) con el objetivo de estimar la capacidad de la compañía para generar ingresos (y caja) con la venta de estos proyectos una vez se encuentren en fase RTB.

Durante el período 2022e-2024e nuestros números consideran la desinversión de 2.179 MW (c. 50% del pipeline a fecha de este informe; 85% de los proyectos que debieran alcanzar fase RTB en 2023e excluyendo los MW que se construirán para operar como IPP) por un valor total acumulado de EUR 111,1Mn (Gráfico 33). Unas desinversiones que esperamos que alcancen su máximo en 2024e (ejercicio en que situamos c. 50% de las ventas estimadas; Gráfico 34). Por geografías, consideramos que el 80% de los MW desinvertidos corresponderán a proyectos desarrollados en Latam (esencialmente Brasil; precio medio venta en fase RTB: 20.000-25.000 euros MWp) y el 20% en Italia (con un precio medio de venta en fase RTB de entre 180.000-220.000 euros MWp, lo que permitirá incrementar el ingreso medio por MW a partir de 2023e).

- **A la “espera” del negocio de generación de energía como IPP (que esperamos que inicie su despegue en 2023e).** Asignamos distintos porcentajes de probabilidad en función del grado de avance de cada proyecto y la fecha prevista de su puesta en marcha (100% para los proyectos en construcción, 85% para los proyectos de alta visibilidad y 60% para los de estado avanzado con fecha COD en 2025e).

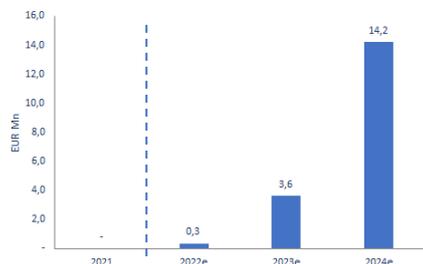
Esta hipótesis nos lleva a estimar la instalación de 250 MW entre 2022e y 2024e, alcanzando 500 MW en operación a cierre de 2025e (Tabla 7). Dado que la capacidad instalada no se encontrará operativa desde el inicio de cada ejercicio, tomamos la media anual (Gráfico 35) como referencia para nuestra estimación de ingresos.

**Tabla 7. Capacidad instalada a cierre estimada por Lighthouse (2022e vs 2025e)**

Project	País	Fecha RTB	Potencia		NHE	2022e	2023e	2024e	2025e
			MWp	Probabilidad					
<b>Capacidad instalada total (MW)</b>			<b>4.574,4</b>			<b>7,6</b>	<b>85,9</b>	<b>245,5</b>	<b>484,0</b>
Ribeiro	Brazil	2021/2022	42,0	100,0%	2.248	-	-	-	-
Renaico I	Chile	2021/2022	4,0	100,0%	1.995	3,6	3,6	3,6	3,6
Linares I	Chile	2021/2022	2,0	100,0%	2.019	1,8	1,8	1,8	1,8
Renaico II	Chile	2022/2023	4,0	100,0%	2.002	-	4,0	4,0	4,0
Linares II	Chile	2022/2023	4,0	100,0%	1.990	-	4,0	4,0	4,0
Teno	Chile	2022/2023	3,0	100,0%	2.178	-	3,0	3,0	3,0
Bulnes I	Chile	2022/2023	3,0	100,0%	2.112	-	3,0	3,0	3,0
Bulnes II	Chile	2022/2023	7,0	100,0%	2.082	-	7,0	7,0	7,0
Itabira	Brazil	2021/2022	3,0	85,0%	1.579	2,6	2,6	2,6	2,6
Rota do Sol	Brazil	2021/2022	4,0	85,0%	2.348	-	3,4	3,4	3,4
Tremp	Spain	2022/2023	3,0	85,0%	2.018	-	2,6	2,6	2,6
Pudong - I	Brazil	2022/2023	207,0	85,0%	2.235	-	51,0	51,0	51,0
Pudong - II	Brazil	2022/2023	277,0	85,0%	2.235	-	-	-	-
Camboata I	Brazil	2022/2023	711,0	85,0%	2.289	-	-	-	85,0
Camboata II	Brazil	2023/2024	454,0	85,0%	2.289	-	-	-	-
Poço Verde	Brazil	2023/2024	180,0	85,0%	2.057	-	-	-	-
Sardignia I	Italy	2023/2024	440,0	85,0%	1.987	-	-	119,0	119,0
Sardignia II	Italy	2023/2024	220,0	85,0%	1.990	-	-	-	93,5
Puglia	Italy	2023/2024	220,0	85,0%	1.901	-	-	-	-
Canarias	Spain	2023/2024	40,0	85,0%	1.931	-	-	34,0	34,0
Panquehue	Chile	2023/2024	3,0	60,0%	2.054	-	-	1,8	1,8
Calera de Tango	Chile	2023/2024	2,4	60,0%	2.183	-	-	1,2	1,2
Colina	Chile	2024/2025	6,0	60,0%	2.183	-	-	3,6	3,6
Ribeiro Gonçalves II	Brazil	2024/2025	260,0	60,0%	2.248	-	-	-	-
Paysandú	Uruguay	2024/2025	170,0	60,0%	2.128	-	-	-	30,0
Jerez	Spain	2025/2026	6,0	60,0%	2.018	-	-	-	-
Beberibe	Brazil	2025/2026	640,0	60,0%	2.375	-	-	-	-
Paracatú	Brazil	2025/2026	500,0	60,0%	2.221	-	-	-	-
Quintero	Chile	2025/2026	100,0	60,0%	2.183	-	-	-	-
Peñafior	Chile	2025/2026	6,0	60,0%	2.183	-	-	-	-
Batuco	Chile	2025/2026	50,0	60,0%	2.054	-	-	-	30,0
Marchihue	Chile	2025/2026	3,0	60,0%	2.054	-	-	-	-

Nota: Capacidad instalada total (MW) asumiendo distintos porcentajes de probabilidad de éxito en función del grado de avance de cada proyecto. Excluimos del cálculo aquellos proyectos que estimamos que serán desinvertidos en fase RTB y aquellos con fecha RTB estimada posterior a 2024e.

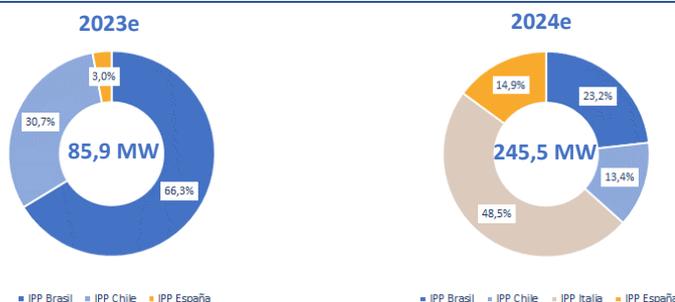
**Gráfico 36. Ingresos generación de energía (2021-2025e)**



La capacidad instalada media anual estimada, junto a nuestra hipótesis de precios (EUR/MWh) por región y factor de carga de cada proyecto (Tabla 7 en la página anterior) nos lleva a estimar unos ingresos por generación de energía como IPP que, aunque aún serán irrelevantes en 2022e (EUR 0,3Mn), debieran aportar c. EUR 14Mn en 2024e (c. 11% s/mix de ingresos). Unos ingresos que, si ponemos la vista en 2025e (ejercicio en que estimamos una capacidad media instalada de 360 MW; c. 500 MW a cierre) debieran alcanzar ya niveles de facturación de c. EUR 30Mn (c. 20% s/mix de ingresos; lo que permitiría incrementar de forma significativa la rentabilidad y capacidad de generación de caja recurrente de la compañía).

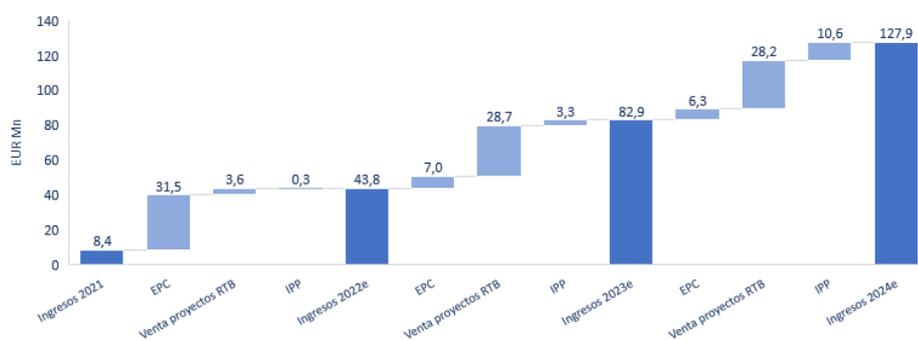
Por geografías, estimamos que la venta progresiva de proyectos en fase RTB en países como Brasil (c. 80% de las desinversiones totales estimadas) y el foco de la compañía en el desarrollo y construcción de sus proyectos en Italia y España, debiera provocar un cambio en el mix geográfico de la capacidad instalada, visible a partir de 2024e: ejercicio en que estimamos que > 50% de la capacidad instalada total a cierre del ejercicio se encuentre en Europa (esencialmente Italia; Gráfico 37).

**Gráfico 37. Mix geográfico de la capacidad instalada a cierre (2023e vs 2024e)**



Todo lo anterior se traduce en un crecimiento “explosivo” de los ingresos hasta alcanzar niveles de c. EUR 130Mn en 2024e (vs EUR 8,4Mn en 2021M; Gráfico 38). ¿Qué consecuencias tiene esta “forma” de crecimiento? Desde un punto de vista de mix de ingresos, destacamos dos grandes implicaciones a medio y largo plazo: (i) la progresiva pérdida de peso del negocio de construcción EPC / BOS (80% en 2022e vs 40% en 2024e) vs el negocio de desarrollo y explotación de parques fotovoltaicos (actividad con márgenes EBITDA/Vtas muy superiores e intuitivamente los negocios de mayor contribución en términos de valor) y (ii) el cambio en el mix geográfico de los ingresos (con mayor peso de ingresos en Europa a partir de 2024e, frente a un negocio generado principalmente en Latam en 2022e).

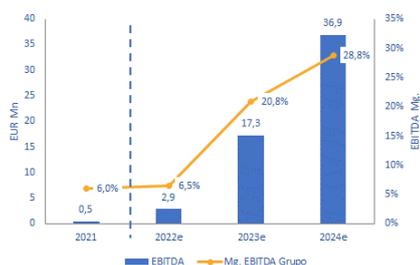
**Gráfico 38. Crecimiento de ingresos por negocio (2021-2024e)**



**El cambio en el mix de ingresos se traducirá en una rápida mejora de márgenes (que debiera impulsar el EBITDA 2024e por encima de EUR 37Mn; Mg. EBITDA 28%)**

A nuestro juicio, el crecimiento explosivo de ingresos estimado para el período 2022e-2024e es compatible con una mejora significativa de márgenes, aunque para ello habrá que esperar hasta 2024e. En concreto, en 2022e estimamos un EBITDA Recurrente de c. EUR 3Mn (Mg. EBITDA 6,5%) como resultado de (i) un mix de ingresos en el que el negocio de construcción EPC/BOS seguirá teniendo un peso muy elevado (c. 80% s/mix de ingresos; con margen/EBITDA c. 8%) y (ii) unos costes de estructura de c. EUR 4Mn que seguirán pesando mucho en el P&L.

**Gráfico 39. EBITDA y Mg. EBITDA (2021-2024e)**

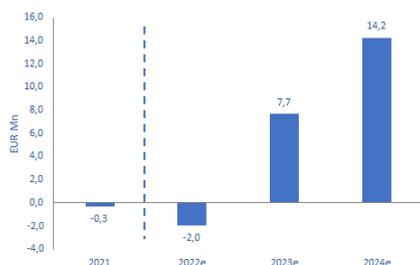


A partir de 2023e estimamos una rápida expansión del margen EBITDA hasta alcanzar niveles de c. 28% en 2024e (vs c. 6% en 2021 y 2022e; Gráfico 39). Una mejora de márgenes muy significativa explicada esencialmente por:

- Cambio en el mix de ingresos, con un incremento significativo del peso del negocio de desarrollo (Mg. EBITDA c. 40-45%) y de explotación de parques fotovoltaicos (con un Mg. EBITDA, dependiendo del parque, de c. 70-75%) hasta alcanzar c. 60% s/mix de ingresos en 2024e (vs 20% en 2022e).
- Aprovechamiento de cierto apalancamiento operativo. Durante el período 2022e-2024e estimamos un crecimiento de c. 20% TACC de los costes de estructura (c. 10% s/costes totales 2022e). Lo que implicará un crecimiento de los gastos operativos (opex) de c. 50% TACC entre 2022e y 2024e (vs crecimiento de c. 70% de los ingresos).

Lo anterior explica el fuerte crecimiento estimado durante el período 2022e-2024e en términos de EBITDA, hasta alcanzar niveles de EUR 37Mn en 2024e (Mg. EBITDA 28% vs 6,5% en 2022e). Una generación de EBITDA que, si ponemos la vista en 2025e (capacidad instalada media de c. x2 vs 2024e) debiera aspirar a niveles de c. EUR 50Mn (Mg. EBITDA c. 30%).

**Gráfico 40. Beneficio Neto (2021-2024e)**



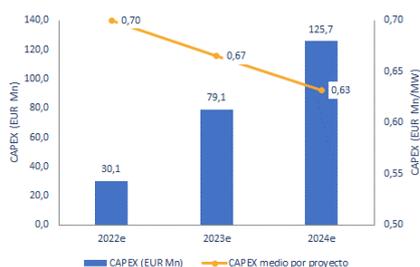
**Beneficio Neto: con capacidad de generar c. EUR 14Mn de BN en 2024e. Aunque 2022e continuará por debajo de breakeven**

Por debajo de la línea de EBITDA, destacamos:

- **Fuerte incremento del gasto por amortización...** que se incrementará desde c. EUR 1Mn en 2022e hasta c. EUR 7Mn en 2024e. Un incremento explicado por el elevado nivel de inversiones previsto para desarrollar y construir su pipeline de proyectos fotovoltaicos. Estimamos una vida útil para los parques fotovoltaicos de 30 años.
- **... y del gasto financiero.** Estimamos un endeudamiento creciente como resultado del elevado nivel de inversión previsto para el período 2022e-2024e. En 2024e estimamos niveles de Deuda Neta de EUR 225Mn y un coste de la deuda de c. 6,5% (gasto financiero c. EUR 11Mn).
- **Sin impacto significativo por minoritarios.** En la actualidad, la participación de ENRS alcanza c. 100% en la mayoría de sus proyectos.
- **Tasa fiscal.** Utilizamos una tasa fiscal media del 25% durante todo el período estimado.

Todo lo anterior se traduce en un Beneficio Neto 2022e de EUR -2Mn (impactado por extraordinarios de c. EUR -3Mn correspondientes al coste de salida a BME Growth en marzo 2022 y el contrato de financiación convertible con Inveready). Si ponemos la vista en 2024e, el fuerte crecimiento en ingresos, junto a la expansión esperada en el margen EBITDA, llevarían el Beneficio Neto hasta niveles de EUR 14Mn (10,8% s/Ingresos 2024e).

**Gráfico 41. CAPEX y CAPEX por MW en construcción (2022e-2024e)**

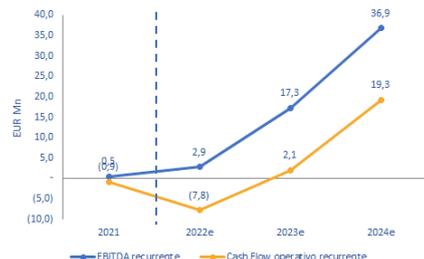


**Free Cash Flow: el desarrollo y construcción de su pipeline exigirá un Capex muy elevado (que impedirá la generación de FCF positivo en el medio plazo)**

La generación de FCF durante el período 2022e-2024e se verá marcada esencialmente por:

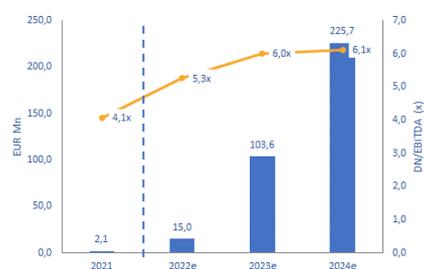
- 1) **Working Capital:** nuestras estimaciones consideran un incremento significativo de la inversión en circulante de la compañía (working capital/Vtas: c. 40%) esencialmente por dos razones: (i) el fuerte crecimiento del negocio de construcción EPC (muy intensivo en circulante) y (ii) las condiciones de cobro de los parques desinvertidos (pudiéndose alargar más de un año el cobro del 100% del precio de venta).
- 2) **CAPEX:** La compañía está inmersa en un proceso de fuerte inversión. Y el negocio de generación de energía como IPP explicará el grueso del programa de inversión de la compañía. Estimamos un CAPEX de EUR 700.000/MW, que se reducirá de forma progresiva hasta EUR 630.000/MW en 2024e (Gráfico 41). Lo que nos lleva a estimar un nivel de CAPEX de EUR 30Mn en 2022e que se incrementará hasta EUR 125Mn en 2024e impulsado por las necesidades de inversión para la puesta en marcha de sus propias plantas fotovoltaicas (ejercicio en que estimamos una media de 200 MW en construcción).

**Gráfico 42. EBITDA vs Cash Flow operativo recurrente (2021-2024e)**



Nota: Cash Flow operativo recurrente = EBITDA +/- impacto variación de capital circulante.

**Gráfico 43. Deuda Neta (2021-2024e)**



El elevado nivel de inversión planteado implica que durante los años 2022e-2024e no se genere Free Cash Flow Recurrente positivo. La razón es obvia: el momento de fuerte inversión (con CAPEX 2024e de c. EUR 125Mn vs EBITDA de EUR 37Mn) necesario para desarrollar y construir su pipeline de proyectos fotovoltaicos (hoy su principal activo).

No obstante, si ponemos la vista en el Cash Flow operativo recurrente (que excluye las necesidades de CAPEX para la puesta en marcha de nuevas plantas fotovoltaicas) nos encontramos ante una compañía con capacidad de incrementar de forma progresiva su capacidad de generación de caja operativa y, por tanto, de generar FCF positivo una vez se normalice el CAPEX (Gráfico 42).

**Lo que tendrá su reflejo (inevitable) en un elevado nivel de endeudamiento, que tocará máximos en 2024e (DN/EBITDA 24e: c. 6x)**

El negocio de Generación de energía como IPP, donde la financiación es vía Project Finance (financiación independiente de cada parque) y el apalancamiento es muy alto (la inversión se realiza con estructuras de capital sobreapalancadas: c. 70% deuda vs 30% fondos propios), fuerza a que el endeudamiento crezca de forma constante hasta 2024e, ejercicio en que estimamos una Deuda Neta de EUR 225Mn (DN/EBITDA 24e: c. 6x; en línea con sus principales comparables cotizados, ver anexo 5 de este informe). Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que una parte importante de la deuda (la asignada a parques fotovoltaicos) únicamente tiene recurso contra el mismo parque; lo que disminuye notablemente el riesgo asumido.

Una estructura financiera compatible con la inversión en activos con una demanda “cuasi” asegurada (energía renovable) y “viento” (sectorial, regulatorio, incluso social) a favor. Y que, a nuestro juicio, facilita la creación de valor, por la combinación de: (i) alto endeudamiento (con un coste financiero de c. 6,5%) y (ii) negocios creciendo a ritmos muy elevados. La tendencia del diferencial ROCE-WACC es estructuralmente positiva en este negocio (diferencial de c. 2p.p. en 2024e).

La salida a bolsa de ENRS viene directamente explicada por las ventajas que supone “estar” en el mercado en términos de financiación; algo clave en una compañía que quiere aprovechar la oportunidad del crecimiento que ofrece el sector renovables (pero cuyo aprovechamiento exigirá importantes recursos, dado el carácter altamente intensivo en capital de esta industria).

**Tabla 8. Deuda Neta y principales magnitudes relacionadas (2021-2024e)**

EUR Mn	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e
<b>EBITDA recurrente</b>	<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>
Var. Capital circulante	(0,7)	(1,7)	(1,4)	(10,6)	(15,2)	(17,6)
Capex	(0,1)	(4,3)	(1,1)	(30,1)	(79,1)	(125,7)
<b>Free Cash Flow Recurrente</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>	<b>(122,1)</b>
Ampliaciones de capital	-	4,9	4,0	34,0	-	-
Deuda financiera neta	2,2	3,5	2,1	15,0	103,6	225,7
<i>Deuda Neta/EBITDA</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	4,06x	5,26x	6,00x	6,12x

**En definitiva, 2022e puede ser visto como un auténtico punto de inflexión (que marcará el inicio de una etapa de alto crecimiento)**

La “foto” es la de una compañía con exposición máxima (y creciente) a energías renovables: un sector en auge. Y, aparentemente, ENRS está en buena posición para aprovechar el crecimiento de este “producto” (energía fotovoltaica) tanto a través del negocio de construcción EPC para terceros, como a través de su generación como productor independiente.

A lo anterior habría que añadir dos características adicionales que convierten a ENRS en una compañía “singular” dentro de la cesta de cotizadas del sector renovables en España: (i) momentum del negocio (con un P&L en plena fase de “despegue” y aún sin capacidad instalada operativa), y (ii) exposición a geografías como Chile y Brasil (c. 80% de un pipeline de > 4.500MW). Aunque al final todo dependerá del nivel de éxito en la ejecución del pipeline, principal incógnita y riesgo del modelo, y que la evolución del negocio durante 2022e y 2023e ayudará a resolver.

El señuelo de un potencial despegue de EBITDA y del grado de avance de su pipeline a partir de 2023e (nuestro escenario central) aconseja no perder de vista los números de ENRS.

## Inputs de valoración

### Inputs de valoración por DCF

	2022e	2023e	2024e	Perpetuo <sup>(1)</sup>			
Free Cash Flow "To the Firm"	(45,8)	(85,6)	(113,9)	n.a.			
Market Cap	231,4	A la fecha de este informe					
Deuda financiera neta	2,1	Deuda bancaria neta de Caja (Rdos. 12m 2021)					
					Inputs favorables	Inputs desfavorables	
Coste de la deuda	6,5%	Coste de la deuda neta			6,3%	6,8%	
Tasa fiscal (T)	20,0%	T (tasa fiscal normalizada y previsible a largo plazo)			=	=	
Coste de la deuda neta	5,2%	Kd = Coste de Deuda Neta * (1-T)			5,0%	5,4%	
Risk free rate (rf)	2,0%	Rf (Yield del bono a 10y a la fecha de este informe)			=	=	
Equity risk premium	7,0%	R (estimación propia)			6,5%	7,5%	
Beta (B)	0,9	B (estimación propia)			0,8	1,0	
Coste del Equity	8,3%	Ke = Rf + (R * B)			7,2%	9,5%	
Equity / (Equity + Deuda Neta)	99,1%	E (tomando como valor del equity su Market Cap)			=	=	
Deuda Neta / (Equity + Deuda Neta)	0,9%	D			=	=	
WACC	8,3%	WACC = Kd * D + Ke * E			7,2%	9,5%	
G "Razonable"	2,5%				2,0%	2,0%	

(1) El valor perpetuo calculado a partir del último FCF estimado no reflejaría las expectativas de crecimiento (positivas/negativas) de la compañía a fecha de emisión de este informe.

### Inputs de valoración por múltiplos

Compañía	Ticker Factset	Mkt. Cap	PER 22e	BPA 22e-24e	EV/EBITDA 22e	EBITDA 22e-24e	EV/Vtas. 22e	Ingresos 22e-24e	EBITDA/Vtas. 22e	FCF Yield 22e	FCF 22e-24e
Solaria	SLR-ES	2.783,9	35,2	29,8%	21,6	35,1%	18,3	36,4%	84,5%	n.a.	21,7%
Grenergy	GRE-ES	1.155,9	36,2	45,5%	19,4	53,4%	6,7	29,1%	34,5%	n.a.	8,0%
Greenalia	GRN-ES	371,4	25,8	47,2%	10,1	44,2%	4,8	28,8%	47,7%	n.a.	51,2%
Ecoener	ENER-ES	347,4	8,7	31,3%	5,9	32,4%	4,4	29,1%	73,9%	n.a.	47,1%
<b>Renovables españolas</b>			<b>26,5</b>	<b>38,5%</b>	<b>14,3</b>	<b>41,3%</b>	<b>8,5</b>	<b>30,9%</b>	<b>60,1%</b>	<b>n.a.</b>	<b>32,0%</b>
Neoen	NEOEN-FR	4.572,9	80,1	22,3%	20,2	18,7%	17,3	20,0%	86,0%	n.a.	-22,6%
Voltaia	VLTA-FR	1.979,0	70,1	52,5%	14,3	26,5%	6,4	15,9%	44,3%	n.a.	21,9%
Scatec	SCATC-NO	1.750,2	n.a.	77,2%	13,9	33,3%	9,4	30,4%	67,7%	n.a.	n.a.
Greenvolt	GVOLT-PT	1.238,6	38,2	94,7%	15,1	58,5%	6,7	53,5%	44,1%	n.a.	-86,3%
<b>Renovables internacionales con presencia emergentes</b>			<b>62,8</b>	<b>61,7%</b>	<b>15,9</b>	<b>34,3%</b>	<b>9,9</b>	<b>30,0%</b>	<b>60,5%</b>	<b>n.a.</b>	<b>-29,0%</b>
ENRS	ENRS-ES	231,4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	4,7	70,8%	6,5%	n.a.	-61,3%

### Análisis de sensibilidad (2023e)

#### A) Análisis de sensibilidad del EBITDA Rec. y múltiplos a variaciones en los márgenes

Escenario	EBITDA/Ingresos 23e	EBITDA 23e	EV/EBITDA 23e
Max	22,9%	19,0	10,9x
Central	20,8%	17,3	12,0x
Min	18,7%	15,5	13,4x

#### B) Análisis de sensibilidad del FCF Rec. y FCF Rec. - Yield frente a variaciones en el EBITDA y CAPEX/Vtas

FCF Rec. EUR Mn	CAPEX/Ventas 23e		
EBITDA 23e	85,9%	95,5%	105,1%
19,0	(73,9)	(81,9)	(89,8)
17,3	(75,7)	(83,6)	(91,6)
15,5	(77,4)	(85,4)	(93,3)

## ¿Qué puede salir mal?

Consideramos riesgos aquellos que puedan tener un impacto significativo negativo en nuestras proyecciones, principalmente en el resultado operativo y en el Free Cash Flow.

- 1. Retraso en la puesta en marcha de los parques fotovoltaicos.** Nuestras estimaciones contemplan la puesta en operación de una capacidad media instalada de c. 170 MW en 2024e, lo que implicaría unos ingresos de c. EUR 14Mn y un EBITDA de c. EUR 10,5Mn (c. 25% s/EBITDA 2024e). Una reducción del número medio de MW en operación en 2024e hasta c. 125MW (-25% vs escenario central) implicaría una contracción de nuestra estimación de EBITDA 2024e de c. -11%.
- 2. Fluctuaciones en los precios de la energía.** Estimamos que durante el período 2022e-2024e la mayoría de la producción de ENRS estará cubierta a través de contratos PPA (o a través de proyectos regulados en Chile para los que se ha establecido un precio de venta de 50\$MW-55\$MW), lo que reduce de forma significativa la exposición de ENRS a las fluctuaciones del precio del pool de la electricidad.

No obstante, hay que tener en cuenta que ENRS aun no ha firmado los PPA de sus proyectos, por lo que cualquier variación significativa en las condiciones de mercado actuales afectarán a la rentabilidad esperada del negocio.

- 3. Retraso en la venta de los desarrollos en fase RTB o COD.** Dado el momentum actual del negocio, la generación de EBITDA y FCF depende en gran medida de la capacidad de ENRS de desarrollar su pipeline hasta alcanzar la fase RTB y COD. Y la rotación de activos juega un papel esencial como palanca de financiación de ENRS. Nuestras estimaciones consideran la desinversión de 661MW en fase RTB 2023e, de los que c. 80% corresponden a proyectos en Brasil y 20% en Italia. Una variación tanto en el precio de venta estimado como su asignación temporal implicaría un impacto significativo en nuestras proyecciones.

En concreto, una reducción del número de MW vendidos en 2023e hasta 600MW (-10% vs escenario central) implicaría una contracción del EBITDA 2023e del -10%.

- 4. Riesgo de las condiciones meteorológicas.** La generación de electricidad a través de energía solar está sujeta a las condiciones climáticas y a la radiación solar del emplazamiento en que se encuentren los paneles. La rentabilidad de los proyectos dependerá, por tanto, de las condiciones climáticas del emplazamiento de las instalaciones. Además está el riesgo por averías en los paneles por fenómenos naturales o subidas de tensión.
- 5. Incremento en los costes de materias primas.** El precio de las materias primas necesarias para la construcción de los paneles solares está sujeto a fluctuaciones, lo que podría presionar a la baja los márgenes del negocio EPC y afectar a la viabilidad de futuros proyectos. Una contracción del margen EBITDA del negocio EPC hasta situarse en el 3,5% (vs 8% de nuestro escenario central) implicaría una reducción del EBITDA 2023e de c. -11%.
- 6. Riesgo de dilución.** El modelo de negocio de ENRS es muy intensivo en capital. Una aceleración del plan de crecimiento o la necesidad de un mayor nivel de inversión por la aparición de nuevos proyectos, podría implicar nuevas necesidades de capital y requerir que la compañía vuelva a acudir al mercado para financiar este crecimiento con un potencial efecto dilutivo para su accionariado.

En julio 2022, y pese a la situación macro y de mercado, ENRS ha firmado un contrato de financiación con Inveready por EUR 6Mn mediante la emisión de obligaciones convertibles (precio de EUR 6,8/acción; convertibles a partir de los 18 meses desde la suscripción del acuerdo). Una operación que, a nuestro juicio, valida la capacidad de ENRS de acudir al mercado para seguir financiando su crecimiento.

7. **Incremento de los tipos de interés.** Nuestras estimaciones consideran un elevado nivel de inversión durante el período 2022e-2024e. Lo que obviamente tendrá su reflejo en el nivel de deuda neta (Deuda Neta 2023e: EUR 103,6Mn; DN/EBITDA 23e 6x) y en el gasto financiero de la compañía (2023e: EUR 4Mn).

Las recientes subidas de tipos de interés implicarán un incremento del coste de financiación de las compañías. Un incremento del coste de la deuda de ENRS hasta niveles del 8% (vs 6,5% de nuestro escenario central) implicaría un incremento de c. 25% en el gasto financiero de la compañía (lo que reduciría el Beneficio Neto 2023e en c. -10%).

8. **Riesgo divisa.** ENRS está expuesta a riesgo divisa por su exposición a países de Latam (c. 64% de los ingresos 2021 se generaron en Brasil y c. 34% en Chile). Sin realizar coberturas que mitiguen su impacto en la parte baja del P&L (impacto por diferencias de cambio en 2021: c. 12% s/EBIT). El aumento de la exposición a países ajenos a la Eurozona (80% de su pipeline de desarrollo y 100% de la cartera de pedidos del negocio EPC), conllevará un mayor riesgo divisa (hoy concentrado en monedas como el real brasileño y peso chileno).
9. **Concentración del pipeline.** En la actualidad, c. 80% del pipeline de ENRS se encuentra en LATAM (c.70% s/total en Brasil), lo que en sí mismo implica un riesgo en la medida en la que hay sobreexposición a una región calificada como emergente (la rentabilidad del bono a 10y del gobierno de Brasil se situaba en c. 13% a fecha de este informe).
10. **Elevada competencia para la obtención de nuevos proyectos.** El alto crecimiento esperado para la industria de renovables hace que cada vez sea más competitiva. Lo que puede dificultar la generación de nuevos proyectos, o reducir la TIR de los proyectos adquiridos.
11. **Riesgo por cambios regulatorios.** El sector de las energías renovables presenta una elevada regulación. Cualquier cambio en el marco regulatorio actual de los mercados en los que está presente ENRS impactará de forma directa en su capacidad para generar FCF.

## Gobierno corporativo

### Un Consejo equilibrado: 60% propiedad – 40% independientes

**Tabla 9. Estructura accionarial**

Nombre	Total
Joatham Grange	19,2%
Antoni Gasch	19,2%
Demonte Energy Investments	11,5%
Tomàs Casanovas	9,9%
Alternative Green Energy	8,3%
Otros inversores	12,3%
Free Float	19,7%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>

Nota: Otros inversores engloban la participación de Francisco Javier García-Mateo (5,9% a través de Vernon Inversiones & Wilcox Corp) y Alejandro Alorda (6,4% a través de Mass Investment ARK 2021).

**Tabla 10. Consejo de Administración**

Nombre	Categoría	Fecha	%Capital
Tomàs Casanovas (Open Learning)	Dominical	2021	9,9%
Pedro Nuevo	Independiente	2021	0,0%
Joatham Grange (Loptevi Investments)	Dominical	2021	19,2%
Antoni Gasch (Antonio Gasch Investments)	Dominical	2021	19,2%
Luis Felipe Suárez (Demonte Investments)	Dominical	2021	8,8%
Francisco Javier García-Mateo	Dominical	2021	5,9%
Anna María Birulés	Independiente	2021	0,0%
Lidan Qi Zhou	Independiente	2022	0,0%
Silvia López Jiménez	Secretario no consejero	2022	0,0%
<b>Total</b>			<b>62,8%</b>

Joatham Grange (fundador) y Antoni Gasch (en la compañía desde 2012) son ambos accionistas de referencia (19,2% cada uno), miembros del Consejo de Administración y mantienen funciones ejecutivas (CEO y VP de ingeniería y operaciones). Tomàs Casanovas (Open Learning; participación del 9,9%) es el Presidente del Consejo de Administración (no ejecutivo). En concreto, los aspectos esenciales del Gobierno Corporativo de ENRS son:

- Un Consejo de Administración equilibrado.** Entre abril de 2021 y febrero de 2022, ENRS renueva su Consejo: en la actualidad está formado por 8 miembros (frente 7 en 2021). Una renovación que ha supuesto un mayor peso de los consejeros independientes (37,5% hoy frente al 12,5% en 2020; Tabla 11).

Sin consejeros ejecutivos “puros” (es decir, sin participación accionarial) el consejo de administración se compone de: cinco consejeros dominicales (dos de ellos también ejecutivos) y tres independientes. La duración del cargo de consejero está limitada por los estatutos a un plazo de 4 años renovables por periodos de igual duración sin límite de mandatos establecido.

En su conjunto, el Consejo controla el 62,8% del capital (Tabla 10) lo que implica, a priori, una elevada alineación con los intereses de los minoritarios.

**Tabla 11. Principales Indicadores de Gobierno Corporativo**

KPI	2020	2021	Hoy
% de consejeros independientes	12,5%	28,6%	37,5%
% de consejeros dominicales	87,5%	71,4%	62,5%
% de consejeros ejecutivos*	0,0%	0,0%	0,0%
% de mujeres en el consejo de administración	12,5%	12,5%	25,0%
% Remuneración del Consejo/gastos de personal	11,9%	8,2%	n.a
Número de casos de corrupción confirmados	0,0	0,0	0,0

\*Nota: Adicionalmente a su condición de consejeros dominicales, Joatham Grange Sabaté y Antoni Gasch Domenjó desempeñan funciones ejecutivas al ostentar la posición de CEO y VP de Ingeniería y operaciones.

- Remuneración al Consejo de Administración.** En 2021 la remuneración del Consejo de Administración ascendió a EUR 0,3Mn (c. 8% s/Gastos de Personal; en línea con 2020). La remuneración establecida para cada consejero a partir de 2022 (tras su salida a BME Growth) es de una remuneración fija de EUR 48 miles y una remuneración variable de hasta EUR 30 miles (en función del cumplimiento del Business Plan; MW puestos en servicio).
- Retribución a la alta dirección.** La remuneración de la alta dirección en 2021 y en 2020 se ha mantenido en niveles de EUR 0,5Mn. La alta dirección está compuesta por 4 miembros. El CEO (Joatham Grange en representación de Loptevi Investments) tiene suscrito un contrato de alta dirección con una remuneración fija anual de EUR 0,2Mn y un variable de EUR 0,15Mn.

Adicionalmente, en 2022 se aprobaron incentivos extraordinarios (por la incorporación de la compañía a BME Growth) para el consejo de administración, sus directivos y empleados por un valor total de EUR 1,9Mn. No existen compromisos por complementos a pensiones, opciones sobre acciones, avales o garantías concedidas a favor del órgano de Administración y altos directivos.

- Con cláusula de blindaje al consejero delegado.** Si el contrato de alta dirección firmado en julio de 2020 por el CEO (Joatham Grange) se rescindiese por parte de ENRS antes del quinto año (2025), se deberían aportar cinco anualidades de su remuneración en contraprestación y, tras este periodo, se deberían abonar cuatro anualidades.

5. **El porcentaje de independientes se incrementa hasta c. 40% (lo que actúa como contrapeso en las decisiones de la propiedad).** Los consejeros independientes ocupan 3 asientos en el Consejo de Administración (37,5% del total). En concreto, los consejeros independientes son: (i) Anna María Birulés ex ministra de Ciencia y Tecnología (Presidenta de la Comisión de Auditoría), Lidan Qi Zhou, de perfil legal con 20 años de experiencia en el sector de importaciones y exportaciones de commodities desde Asia y (iii) Pedro Nueno (Vicepresidente del Consejo y Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones).

El 66,7% de los miembros de la Comisión de Auditoría, Control y Cumplimiento y de Nombramientos y Retribuciones son independientes. El peso de consejeros independientes garantiza contrapeso y control en las decisiones de la propiedad. Algo de especial interés en la fase fuertemente inversora y de definición estratégica (productos, mercados) que afronta la compañía.

6. **Políticas ESG.** ENRS ha presentado una memoria de sostenibilidad en 2020 donde reafirma su compromiso con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (ONU) y con 10 de sus principios. Para ello, ha desarrollado también 15 programas específicos recogidos en su Plan de Sostenibilidad 2021-2025.

Además, cuenta con políticas corporativas en los tres aspectos de ESG: (i) Ambiental (además de la alineación de la actividad con fines medioambientales y una política medioambiental tiene planes específicos para reducir los elementos contaminantes en la fabricación e instalación de paneles solares), (ii) Social (programa para la retención y atracción del talento, y un plan para alcanzar equidad salarial) y (iii) Gobierno Corporativo (objetivo de tener un Gobierno Corporativo transparente en la toma de decisiones, Código de Ética y Código Disciplinario, Política contra la Corrupción. A fecha de este informe, el 25% del Consejo de Administración está compuesto por mujeres (frente al 40% recomendado por el código de Buen Gobierno para 2022; 30% en 2021).

7. **Sin remuneración al accionista.** ENRS no tiene política de dividendos y no espera acordar su distribución en los próximos años. Hoy, el foco del negocio está en el desarrollo y construcción de su pipeline (+4,5 GW fotovoltaicos) para operar como productor independiente de energía (IPP); lo que requerirá de capital.
8. **Saldos y transacciones con partes vinculadas.** La principal partida corresponde a créditos concedidos a empresas vinculadas por EUR 1,1Mn en 2021 (de los cuales EUR 1Mn corresponden a un crédito concedido a Desert Rose; compañía en propiedad de Luis Felipe Suarez Olea, miembro del Consejo de Administración y accionista con una participación del 8,8%). No hay transacciones significativas con partes vinculadas.

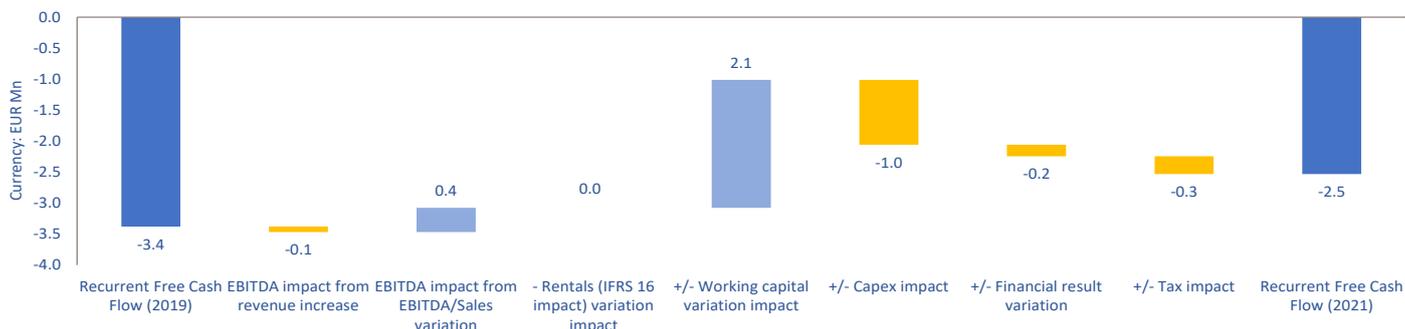
## Anexo 1. Proyecciones financieras

Balance (EUR Mn)	2017	2018	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e		
Inmovilizado inmaterial			0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1		
Inmovilizado material			0,1	0,1	0,6	35,0	116,1	234,8		
Otros activos no corrientes			0,1	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1		
Inmovilizado financiero			0,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2		
Fondo de comercio y otros intangibles			-	-	-	-	-	-		
Activo circulante			4,7	5,7	12,5	31,5	58,4	89,5		
<b>Total activo</b>			<b>5,0</b>	<b>8,1</b>	<b>16,5</b>	<b>69,8</b>	<b>177,8</b>	<b>327,7</b>		
Patrimonio neto			1,7	4,1	8,2	40,3	47,9	62,2		
Minoritarios			(0,1)	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0		
Provisiones y otros pasivos a LP			0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2		
Otros pasivos no corrientes			-	-	-	-	-	-		
Deuda financiera neta			2,2	3,5	2,1	15,0	103,6	225,7		
Pasivo circulante			1,3	0,5	6,0	14,3	26,1	39,6		
<b>Total pasivo</b>			<b>5,0</b>	<b>8,1</b>	<b>16,5</b>	<b>69,8</b>	<b>177,8</b>	<b>327,7</b>		
									<b>TACC</b>	
Cuenta de Resultados (EUR Mn)	2017	2018	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e	19-21	21-24e
<b>Total Ingresos</b>			<b>3,5</b>	<b>3,5</b>	<b>8,4</b>	<b>43,8</b>	<b>82,8</b>	<b>127,9</b>	<b>54,3%</b>	<b>n.a.</b>
Cto.Total Ingresos			n.a.	-1,3%	141,4%	422,7%	89,0%	54,4%		
OPEX			(3,3)	(3,5)	(7,9)	(41,0)	(65,6)	(91,0)		
<b>EBITDA recurrente</b>			<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>	<b>58,3%</b>	<b>n.a.</b>
Cto.EBITDA recurrente			n.a.	-129,7%	942,4%	462,5%	505,4%	113,5%		
EBITDA rec. / Ingresos			5,8%	n.a.	6,0%	6,5%	20,8%	28,8%		
Gastos de reestructuración y otros no rec.			(0,0)	0,0	(0,3)	-	-	-		
<b>EBITDA</b>			<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,2</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>	<b>7,2%</b>	<b>n.a.</b>
Depreciación y provisiones			(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,7)	(3,0)	(7,0)		
Gastos capitalizados			-	-	-	-	-	-		
Arrendamientos (Impacto NIIF 16)			-	-	-	-	-	-		
<b>EBIT</b>			<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,2</b>	<b>2,1</b>	<b>14,2</b>	<b>29,8</b>	<b>-4,5%</b>	<b>n.a.</b>
Cto.EBIT			n.a.	-147,7%	290,9%	n.a.	566,5%	109,5%		
EBIT / Ingresos			5,6%	n.a.	2,2%	4,9%	17,2%	23,3%		
Impacto fondo de comercio y otros			-	-	-	-	-	-		
Resultado financiero neto			(0,1)	(0,2)	(0,3)	(0,7)	(4,0)	(10,9)		
Resultados por puesta en equivalencia			-	-	-	-	-	-		
<b>Beneficio ordinario</b>			<b>0,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>1,4</b>	<b>10,2</b>	<b>19,0</b>	<b>-74,1%</b>	<b>n.a.</b>
Cto.Beneficio ordinario			n.a.	-398,3%	65,5%	n.a.	620,9%	85,6%		
Extraordinarios			-	-	-	(3,0)	-	-		
<b>Beneficio antes de impuestos</b>			<b>0,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>10,2</b>	<b>19,0</b>	<b>-74,1%</b>	<b>n.a.</b>
Impuestos			(0,1)	0,2	(0,2)	(0,4)	(2,6)	(4,7)		
Tasa fiscal efectiva			77,2%	n.a.	n.a.	n.a.	25,0%	25,0%		
Minoritarios			(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	-	-		
Actividades discontinuadas			-	-	-	-	-	-		
<b>Beneficio neto</b>			<b>0,0</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,0)</b>	<b>7,7</b>	<b>14,2</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Cto.Beneficio neto			n.a.	n.a.	-68,4%	-560,2%	487,7%	85,6%		
<b>Beneficio ordinario neto</b>			<b>0,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,2</b>	<b>1,4</b>	<b>7,7</b>	<b>14,2</b>	<b>60,1%</b>	<b>n.a.</b>
Cto. Beneficio ordinario neto			n.a.	-645,8%	147,0%	793,4%	440,7%	85,6%		
									<b>TACC</b>	
Cash Flow (EUR Mn)	2017	2018	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e	19-21	21-24e
<b>EBITDA recurrente</b>						<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>	<b>58,3%</b>	<b>n.a.</b>
Arrendamientos (Impacto NIIF 16)						-	-	-		
Var.capital circulante						(10,6)	(15,2)	(17,6)		
<b>Cash Flow operativo recurrente</b>						<b>-7,8</b>	<b>2,1</b>	<b>19,3</b>	<b>48,2%</b>	<b>n.a.</b>
CAPEX						(30,1)	(79,1)	(125,7)		
Rdo. Fin. Neto con impacto en Cash Flow						(0,7)	(4,0)	(10,9)		
Impuestos						(0,4)	(2,6)	(4,7)		
<b>Free Cash Flow Recurrente</b>						<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>	<b>(122,1)</b>	<b>13,5%</b>	<b>n.a.</b>
Gastos de reestructuración y otros no rec.						-	-	-		
- Adquisiciones / + Desinversiones						(5,0)	(5,0)	-		
Extraordinarios con impacto en Cash Flow						(3,0)	-	-		
<b>Free Cash Flow</b>						<b>(46,9)</b>	<b>(88,6)</b>	<b>(122,1)</b>	<b>38,3%</b>	<b>n.a.</b>
Ampliaciones de capital						34,0	-	-		
Dividendos						-	-	-		
<b>Variación de Deuda financiera neta</b>						<b>12,9</b>	<b>88,6</b>	<b>122,1</b>		

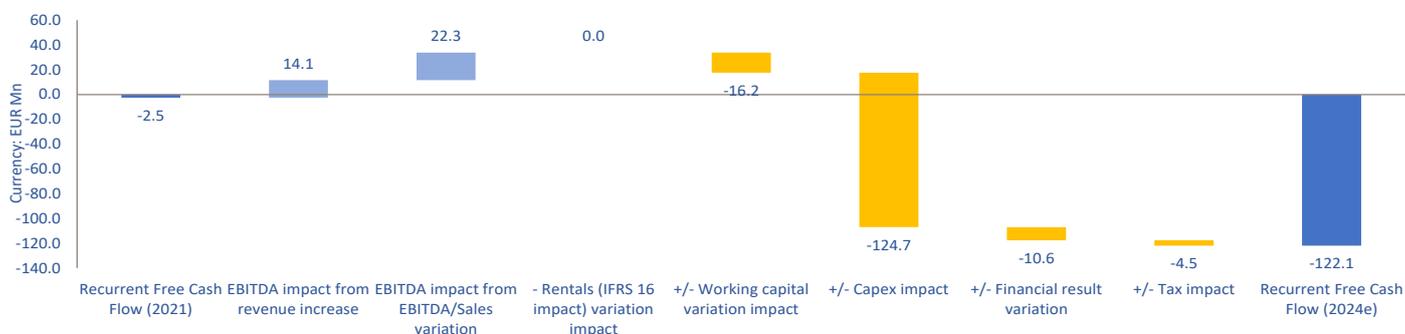
## Anexo 2. Analítica del Free Cash Flow

A) Análisis del Free Cash Flow (Eur Mn)	2018	2019	2020	2021	2022e	2023e	2024e	TACC	
								19-21	21-24e
<b>EBITDA recurrente</b>		<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>	<b>58,3%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. EBITDA recurrente</i>		<i>n.a.</i>	<i>-129,7%</i>	<i>942,4%</i>	<i>462,5%</i>	<i>505,4%</i>	<i>113,5%</i>		
<i>EBITDA rec. / Ingresos</i>		<i>5,8%</i>	<i>n.a.</i>	<i>6,0%</i>	<i>6,5%</i>	<i>20,8%</i>	<i>28,8%</i>		
- Arrendamientos (Impacto NIIF 16)		-	-	-	-	-	-		
+/- Var. Capital circulante		(3,4)	(1,7)	(1,4)	(10,6)	(15,2)	(17,6)		
<b>= Cash Flow operativo recurrente</b>		<b>(3,2)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(7,8)</b>	<b>2,1</b>	<b>19,3</b>	<b>48,2%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. Cash Flow operativo recurrente</i>		<i>n.a.</i>	<i>45,2%</i>	<i>51,0%</i>	<i>-793,3%</i>	<i>126,5%</i>	<i>839,2%</i>		
<i>Cash Flow operativo recurrente / Ingresos</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>2,5%</i>	<i>15,1%</i>		
- CAPEX		(0,1)	(4,3)	(1,1)	(30,1)	(79,1)	(125,7)		
- Rdo. Financiero neto con impacto en Cash Flow		(0,1)	(0,1)	(0,3)	(0,7)	(4,0)	(10,9)		
- Impuestos		(0,0)	(0,0)	(0,3)	(0,4)	(2,6)	(4,7)		
<b>= Free Cash Flow recurrente</b>		<b>(3,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>	<b>(122,1)</b>	<b>13,5%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. Free Cash Flow recurrente</i>		<i>n.a.</i>	<i>-83,1%</i>	<i>59,1%</i>	<i>n.a.</i>	<i>-114,8%</i>	<i>-46,0%</i>		
<i>Free Cash Flow recurrente / Ingresos</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		
- Gastos de reestructuración y otros		-	-	-	-	-	-		
- Adquisiciones / + Desinversiones		-	0,0	1,2	(5,0)	(5,0)	-		
+/- Extraordinarios con impacto en Cash Flow		-	-	-	(3,0)	-	-		
<b>= Free Cash Flow</b>		<b>(3,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(46,9)</b>	<b>(88,6)</b>	<b>(122,1)</b>	<b>38,3%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. Free Cash Flow</i>		<i>n.a.</i>	<i>-82,8%</i>	<i>79,2%</i>	<i>n.a.</i>	<i>-88,8%</i>	<i>-37,7%</i>		
<i>Free Cash Flow recurrente - Yield (s/Mkt Cap)</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		
<i>Free Cash Flow - Yield (s/Mkt Cap)</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		
<b>B) Analítica de la variación anual del Free Cash Flow recurrente (Mn EUR)</b>									
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022e</b>	<b>2023e</b>	<b>2024e</b>		
<b>Free Cash Flow recurrente (Año -1)</b>		-	<b>(3,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>		
Impacto en EBITDA de la variación de ingresos		<i>n.a.</i>	(0,0)	(0,1)	2,1	2,5	9,4		
Impacto en EBITDA de la variación de EBITDA/Ingresos		<i>n.a.</i>	(0,3)	0,7	0,2	11,9	10,2		
<b>= Variación EBITDA recurrente</b>		<b><i>n.a.</i></b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,6</b>	<b>2,3</b>	<b>14,4</b>	<b>19,6</b>		
- Impacto por variación arrendamientos (Impacto NIIF 16)		-	-	-	-	-	-		
+/- Impacto por variación del capital circulante		(3,4)	1,7	0,3	(9,2)	(4,6)	(2,4)		
<b>= Variación del Cash Flow operativo recurrente</b>		<b>(3,4)</b>	<b>1,5</b>	<b>0,9</b>	<b>(6,9)</b>	<b>9,8</b>	<b>17,2</b>		
+/- Variación del CAPEX		(0,1)	(4,2)	3,2	(29,0)	(49,0)	(46,6)		
+/- Variación del resultado financiero neto		(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(3,3)	(6,8)		
+/- Variación de impuestos		(0,0)	0,0	(0,3)	(0,1)	(2,2)	(2,2)		
<b>= Variación del Free Cash Flow recurrente</b>		<b>(3,6)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>3,7</b>	<b>(36,4)</b>	<b>(44,7)</b>	<b>(38,4)</b>		
<b>Free Cash Flow Recurrente</b>		<b>(3,6)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(38,9)</b>	<b>(83,6)</b>	<b>(122,1)</b>		
<b>C) Análisis del "FCF to the Firm" (pre servicio de la deuda) (EUR Mn)</b>									
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022e</b>	<b>2023e</b>	<b>2024e</b>	TACC	
<b>EBIT</b>		<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,2</b>	<b>2,1</b>	<b>14,2</b>	<b>29,8</b>	<b>-4,5%</b>	<i>n.a.</i>
* <i>Tasa fiscal teórica</i>		<i>30,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>25,0%</i>	<i>25,0%</i>		
= Impuestos implícitos (pre Resultado financiero neto)		(0,1)	-	-	-	(3,6)	(7,5)		
<b>EBITDA recurrente</b>		<b>0,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>17,3</b>	<b>36,9</b>	<b>58,3%</b>	<i>n.a.</i>
- Arrendamientos (Impacto NIIF 16)		-	-	-	-	-	-		
+/- Var. Capital circulante		(3,4)	(1,7)	(1,4)	(10,6)	(15,2)	(17,6)		
<b>= Cash Flow operativo recurrente</b>		<b>(3,2)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(7,8)</b>	<b>2,1</b>	<b>19,3</b>	<b>48,2%</b>	<i>n.a.</i>
- CAPEX		(0,1)	(4,3)	(1,1)	(30,1)	(79,1)	(125,7)		
- Impuestos implícitos (pre Resultado financiero neto)		(0,1)	-	-	-	(3,6)	(7,5)		
<b>= Free Cash Flow (To the Firm) recurrente</b>		<b>(3,3)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(2,0)</b>	<b>(37,8)</b>	<b>(80,6)</b>	<b>(113,9)</b>	<b>23,4%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. Free Cash Flow (To the Firm) Recurrente</i>		<i>n.a.</i>	<i>-80,5%</i>	<i>67,5%</i>	<i>n.a.</i>	<i>-113,2%</i>	<i>-41,3%</i>		
<i>Free Cash Flow (To the Firm) recurrente / Ingresos</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		
- Adquisiciones / + Desinversiones		-	0,0	1,2	(5,0)	(5,0)	-		
+/- Extraordinarios con impacto en Cash Flow		-	-	-	(3,0)	-	-		
<b>= Free Cash Flow "To the Firm"</b>		<b>(3,3)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(45,8)</b>	<b>(85,6)</b>	<b>(113,9)</b>	<b>53,5%</b>	<i>n.a.</i>
<i>Cto. Free Cash Flow (To the Firm)</i>		<i>n.a.</i>	<i>-80,3%</i>	<i>88,0%</i>	<i>n.a.</i>	<i>-86,9%</i>	<i>-33,1%</i>		
<i>Free Cash Flow (Recurrente) To the Firm - Yield (s/ EV)</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		
<i>Free Cash Flow To the Firm - Yield (s/EV)</i>		<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>		

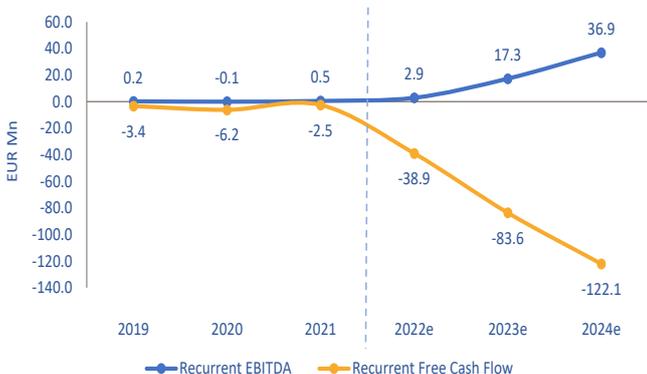
### Análisis de la variación acumulada del Free Cash Flow Recurrente (2019 - 2021)



### Análisis de la variación acumulada del Free Cash Flow Recurrente (2021 - 2024e)



### Evolución del EBITDA recurrente vs Free Cash Flow recurrente



### Comportamiento del precio de la acción vs EBITDA (12m forward)



## Anexo 3. Detalle del cálculo del EV a fecha de este informe

	EUR Mn	Fuente
Market Cap	231,4	
+ Minoritarios	0,0	Rdos. 12m 2021
+ Provisiones y otros pasivos a LP	0,2	Rdos. 12m 2021
+ Deuda financiera neta	2,1	Rdos. 12m 2021
- Inmovilizado financiero	2,2	Rdos. 12m 2021
+/- Otros <sup>(1)</sup>	(24,0)	Lighthouse 2022
<b>Enterprise Value (EV)</b>	<b>207,5</b>	

(1) Otros incluye: (i) ampliación de capital en el momento de su colocación por EUR 34Mn y (ii) el importe pendiente de pago por la adquisición de proyectos a Alternative Green Energy

## Anexo 4. Principales comparables 2022e

EUR Mn	Renovables españolas				Average	Renovables internacionales con presencia emergentes				Average	ENRS
	Solaria	Grenergy	Greenalia	Ecoener		Neoen	Voltaia	Scatec	Greenvolt		
<b>Datos Mercado</b>											
Ticker (Factset)	SLR-ES	GRE-ES	GRN-ES	ENER-ES		NEOEN-FR	VL TSA-FR	SCATC-NO	GVOLT-PT		ENRS-ES
País	Spain	Spain	Spain	Spain		France	France	Norway	Portugal		Spain
Market cap	2.783,9	1.155,9	371,4	347,4		4.572,9	1.979,0	1.750,2	1.238,6		231,4
Enterprise value (EV)	3.347,0	1.442,2	522,3	453,8		7.508,5	2.782,3	3.541,6	1.563,8		207,5
<b>Información financiera básica</b>											
Total Ingresos	182,9	216,2	108,0	103,8		433,0	437,9	376,7	235,1		43,8
Cto.Total Ingresos	92,4%	162,0%	17,8%	62,2%	83,6%	29,8%	-5,1%	23,2%	67,1%	28,8%	422,7%
2y TACC (2022e - 2024e)	36,4%	29,1%	28,8%	29,1%	30,9%	20,0%	15,9%	30,4%	53,5%	30,0%	70,8%
EBITDA	154,6	74,5	51,5	76,7		372,3	194,1	255,0	103,7		2,9
Cto. EBITDA	73,6%	78,5%	27,9%	80,1%	65,0%	30,0%	52,2%	18,5%	82,6%	45,8%	n.a.
2y TACC (2022e - 2024e)	35,1%	53,4%	44,2%	32,4%	41,3%	18,7%	26,5%	33,3%	58,5%	34,3%	n.a.
EBITDA/Ingresos	84,5%	34,5%	47,7%	73,9%	60,1%	86,0%	44,3%	67,7%	44,1%	60,5%	6,5%
EBIT	124,4	58,1	35,6	58,8		227,4	108,7	76,5	70,8		2,1
Cto. EBIT	81,1%	67,8%	12,8%	101,2%	65,7%	27,1%	63,9%	-42,6%	130,4%	44,7%	n.a.
2y TACC (2022e - 2024e)	33,4%	49,4%	44,6%	34,3%	40,4%	18,8%	34,2%	97,1%	71,2%	55,3%	n.a.
EBIT/Ingresos	68,0%	26,9%	33,0%	56,6%	46,1%	52,5%	24,8%	20,3%	30,1%	31,9%	4,9%
Beneficio Neto	82,1	30,8	13,7	39,6		65,1	29,6	(53,2)	30,8		(2,0)
Cto. Beneficio Neto	71,0%	88,7%	-4,8%	146,1%	75,2%	58,7%	n.a.	-236,2%	284,6%	35,7%	-560,2%
2y TACC (2022e - 2024e)	28,7%	47,2%	50,9%	33,7%	40,1%	25,1%	53,6%	89,4%	97,8%	66,5%	n.a.
CAPEX/Ventas	264,9%	168,1%	231,7%	124,5%	197,3%	203,0%	118,0%	85,5%	83,5%	122,5%	68,6%
Free Cash Flow	(388,9)	(277,5)	(190,4)	(76,7)		(620,7)	(425,4)	(73,9)	(118,7)		(46,9)
Deuda financiera Neta	879,6	543,3	634,6	389,9		2.947,2	1.168,0	1.754,9	275,7		15,0
DN/EBITDA (x)	5,7	7,3	12,3	5,1	7,6	7,9	6,0	6,9	2,7	5,9	5,3
Pay-out	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	14,4%	2,3%	-87,0%	0,0%	-17,6%	0,0%
<b>Múltiplos y Ratios</b>											
P/E (x)	35,2	36,2	25,8	8,7	26,5	80,1	70,1	n.a.	38,2	62,8	n.a.
P/BV (x)	8,7	5,3	8,4	1,9	6,1	3,7	3,0	2,1	2,8	2,9	5,7
EV/Ingresos (x)	18,3	6,7	4,8	4,4	8,5	17,3	6,4	9,4	6,7	9,9	4,7
EV/EBITDA (x)	21,6	19,4	10,1	5,9	14,3	20,2	14,3	13,9	15,1	15,9	n.a.
EV/EBIT (x)	26,9	24,8	14,7	7,7	18,5	33,0	25,6	46,3	22,1	31,7	n.a.
ROE	24,8	14,6	32,6	22,3	23,6	4,6	4,2	n.a.	7,2	5,4	n.a.
FCF Yield (%)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
DPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,01	0,29	0,00	0,10	0,00
Dvd Yield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	2,6%	0,0%	0,7%	0,0%

Nota 1: Datos financieros, Múltiplos y Ratios basados en el consenso de mercado (Factset). En el caso de la compañía analizada, estimaciones propias (Lighthouse).

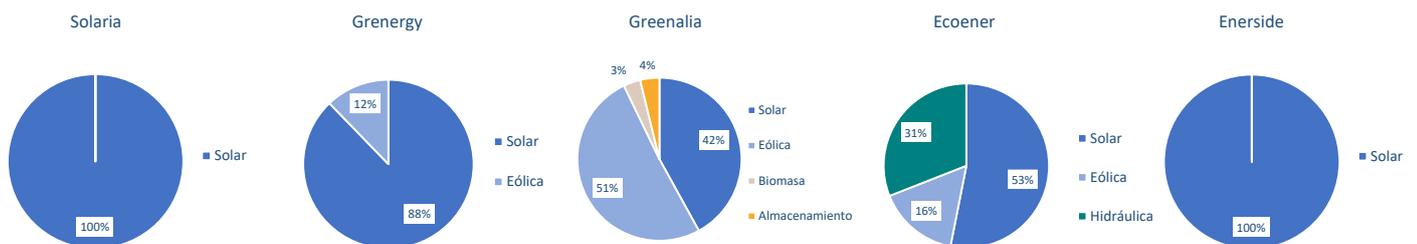
Nota 2: Todos los ratios y múltiplos sobre EBITDA, se refieren al EBITDA total (no al EBITDA recurrente).

## Anexo 5. Principales comparables (II)

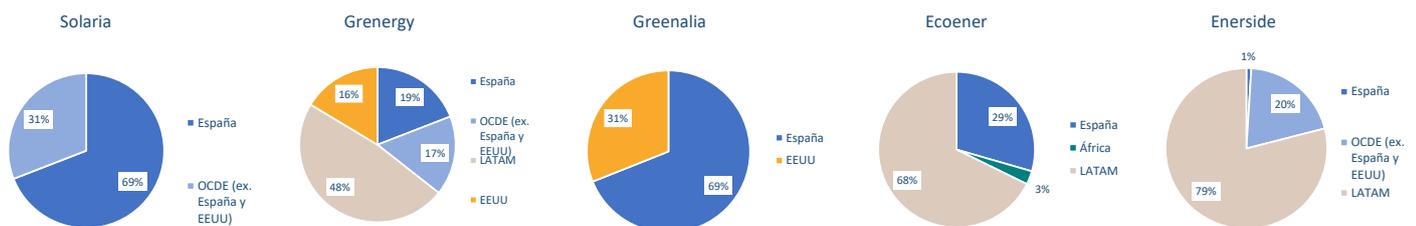
	Solaria		Grenergy		Greenalia		Ecoener*		Enerside	
<b>Proyectos en Operación</b>	<b>807</b>	<b>MW</b>	<b>541</b>	<b>MW</b>	<b>125</b>	<b>MW</b>	<b>171</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>MW</b>
<b>Pipeline</b>	<b>15.446</b>	<b>MW</b>	<b>11.513</b>	<b>MW</b>	<b>4.492</b>	<b>MW</b>	<b>1.665</b>	<b>MW</b>	<b>4.571</b>	<b>MW</b>
<b>Pipeline por Grado de avance</b>										
Identified (25%probability)	3.963	25,7%	4.728	41,1%	0		0		0	
Early Stage (50%probability)	1.175	7,6%	2.567	22,3%	989	22,0%	953	57,2%	1.746	38,2%
Advanced (75%probability)	3.523	22,8%	2.746	23,9%	0		294	17,7%	2.756	60,3%
Backlog (90%probability)	5.535	35,8%	811	7,0%	2.529	56,3%	275	16,5%	0	
Construction (100%probability)	1.250	8,1%	661	5,7%	974	21,7%	143	8,6%	69	1,5%
<b>Pipeline por Tecnología</b>										
Solar	15.446	100,0%	10.111	87,8%	1.888	42,0%	884	53,1%	4.571	100,0%
Eólica			1.402	12,2%	2.284	50,8%	265	15,9%		
Biomasa					150	3,3%				
Hidráulica							516	31,0%		
Almacenamiento					170	3,8%				
<b>Pipeline por País</b>										
España	10.671	69,1%	2.197	19,1%	3.097	68,9%	210	29,5%	50	1,1%
Brasil									3.277	71,7%
Chile			2.891	25,1%					197	4,3%
Colombia			1.457	12,7%			242	34,0%		
EEUU			1.882	16,3%	1.395	31,1%				
Italia	4.060	26,3%	768	6,7%					878	19,2%
Kenia							20	2,8%		
Perú			1.177	10,2%						
Polonia			628	5,5%						
Portugal	715	4,6%								
República Dominicana							240	33,7%		
UK			513	4,5%						
Uruguay									169	3,7%
<b>EV</b>	<b>3.347</b>	<b>Mn</b>	<b>1.442</b>	<b>Mn</b>	<b>522</b>	<b>Mn</b>	<b>454</b>	<b>Mn</b>	<b>208</b>	<b>Mn</b>
<i>EV/MW (operación + pipeline)</i>	205,9	EUR Miles	119,6	EUR Miles	113,1	EUR Miles	247,2	EUR Miles	45,4	EUR Miles
<i>EV/MW en operación + pipeline (ponderado por grado de avance)</i>	297,3	EUR Miles	223,4	EUR Miles	135,0	EUR Miles	360,6	EUR Miles	69,0	EUR Miles

\*Nota Ecoener: no incluye el desglose de Early Stage por país.

### Pipeline por tecnología



### Pipeline por país



## INFORMACIÓN LEGAL IMPORTANTE SOBRE ESTE INFORME

### LIGHTHOUSE

Lighthouse es un proyecto de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Lighthouse es un proyecto de análisis plenamente financiado por Bolsas y Mercados Españoles S.A. Lighthouse persigue mejorar la cobertura de análisis de los "valores huérfanos" del mercado español: aquellos que carecen de una cobertura real y continuada de análisis. Los informes de Lighthouse no incluirán ni valoración ni precio objetivo. Lighthouse no persigue asesorar en materia de inversión a ninguna persona física o jurídica. Por este motivo, Lighthouse no dará ninguna recomendación personalizada de inversión de ninguno de los valores que analice.

IEAF Servicios de Análisis S.L.U. es una sociedad de nacionalidad española, cuyo objeto social es

1º) La prestación de servicios de información y análisis financiero de los valores emitidos por todo tipo de personas jurídicas que pueden cotizar o no en los mercados secundarios oficiales, y especialmente (pero no exclusivamente) de aquellos valores que no son objeto recurrente de información y análisis por los analistas financieros que intervienen en los mercados.

2º) La prestación de los servicios de publicidad y actualización de los referidos informes y análisis financieros, así como la monitorización y seguimiento de los valores objeto de información y análisis.

3º) La realización de estudios y proyectos dirigidos a proponer e implantar medidas tendentes a mejorar la información y análisis financieros de los valores que cotizan en los mercados secundarios oficiales.

IEAF Servicios de Análisis S.L.U. es una sociedad cuyo socio único es el Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF), asociación profesional sin ánimo de lucro.

### DISCLAIMER

El Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF) certifica que todo Analista de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. cuyo nombre figure como Autor de este informe, expresa opiniones que reflejan su opinión personal e independiente sobre la compañía analizada. Sin que estas impliquen, ni directa ni indirectamente una recomendación personalizada de la compañía analizada a efectos de constituir un asesoramiento en materia de inversión. El informe se basa en la elaboración de proyecciones financieras detalladas a partir de información pública y siguiendo la metodología de análisis fundamental tradicional (no tratándose, por tanto de un informe de análisis técnico ni cuantitativo). Para la metodología de análisis empleada en la redacción de este informe, por favor, contacte directamente con el analista, cuyos datos de contacto figuran en la portada de este informe.

El informe incluye información básica de los principales parámetros a utilizar por un inversor a la hora de realizar por sí mismo una valoración (sea por descuento de flujos o por múltiplos). Dichos parámetros son la opinión o estimación personal del analista. La persona que reciba este informe deberá aplicar su propio juicio a la hora de utilizar dichos parámetros. Y deberá considerarlos un elemento más en su proceso de decisión en materia de inversión. Esos parámetros no constituyen una recomendación personalizada de inversión.

### Normas de confidencialidad y conflictos de interés

Ninguna de las siguientes normas (12) de confidencialidad y conflictos de interés son de aplicación a este informe:

1. El presente informe es un análisis no independiente al estar realizado por encargo de la compañía analizada (emisor).
2. En los últimos 12 meses, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., han tenido mandatos de Finanzas Corporativas o bien han gestionado o cogestionado una oferta pública de los valores del emisor, o bien recibido de dicho emisor una remuneración por los servicios de Finanzas Corporativas, que excluyen los servicios de corredor por unos honorarios anticipados.
3. El Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., espera recibir o pretende obtener en los próximos 6 meses una remuneración por los servicios de Finanzas Corporativas prestados a esta empresa, que excluyen los servicios de corredor por unos honorarios anticipados.
4. El Analista de Inversiones o un miembro del Departamento de Análisis o alguien que viva en su casa tiene una posición larga en las acciones o los derivados del emisor correspondiente.
5. El Analista de Inversiones o un miembro del Departamento de Análisis o alguien que viva en su casa tiene una posición corta en las acciones o los derivados del emisor correspondiente.
6. A la fecha de producción, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U. tenían una posición larga superior al 0,5% del Capital del emisor.
7. A la fecha de producción, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U. tenían una posición corta superior al 0,5% del Capital del emisor.
8. Al fin del mes inmediatamente anterior a la publicación de este informe, o del mes previo si el informe se publica en los diez días siguientes al final del mes, la compañía analizada (el emisor) o cualquiera de sus filiales, poseían el 5% o más de cualquier clase de valores de renta variable del Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U.
9. Un alto directivo o ejecutivo del Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., o bien un miembro de sus departamentos es directivo, ejecutivo, asesor o miembro del Consejo de Administración del emisor y/o una de sus subsidiarias.
10. El Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., actúa en calidad de corredor del Emisor por los honorarios anticipados correspondientes.
11. El contenido de este informe que incluye el análisis financiero, proyecciones financieras, valoración, opinión y conclusiones del analista ha sido revisado por el emisor antes de su publicación.
12. El emisor ha realizado cambios en el contenido del informe antes de su distribución.

Los Analistas de Inversiones que han elaborado el presente Análisis de Inversiones son empleados de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Dichos analistas han recibido (o recibirán) una remuneración en función de los beneficios generales de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Para obtener una copia del Código de Conducta de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. (para la Gestión de Conflictos de Interés en el departamento de Análisis), contacte por correo electrónico con [secretaria@ieaf.es](mailto:secretaria@ieaf.es) o consulte el contenido de este Código en [www.ieaf.es](http://www.ieaf.es).

IEAF Servicios de Análisis está remunerado por Bolsas y Mercados Españoles, S.A. para la redacción de este informe. Este informe debe considerarse solo un elemento más en la toma de decisiones de inversión.

### Un informe emitido por IEAF Servicios de Análisis S.L.U.

Todos los derechos reservados. Queda prohibido su uso o distribución no autorizados. Este documento ha sido elaborado y distribuido, según lo establecido en la MiFID II, por IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Su actividad empresarial está regulada por la CNMV. La información y las opiniones expresadas en este documento no constituyen ni pretenden constituir una oferta o la solicitud de una oferta para la compra o la venta de los valores referidos (es decir, los valores mencionados en el presente y los warrants, opciones, derechos o intereses relacionados con estos). La información y las opiniones contenidas en este documento están basadas en informaciones de carácter público y en fuentes consideradas fiables por IEAF Servicios de Análisis S.L.U., pero no se ofrece ninguna garantía en cuanto a su precisión o integridad. Todos los comentarios y las estimaciones facilitadas reflejan únicamente la

opinión de IFAF Servicios de Análisis S.L.U. y no ofrecen ninguna garantía implícita o explícita. Todas las opiniones expresadas están sujetas a cambio sin previo aviso. En el presente documento no se tienen en cuenta los objetivos de inversión concretos, el estado financiero, la actitud frente al riesgo ni otras cuestiones específicas de la persona que reciba este documento, de modo que ésta deberá aplicar su juicio al respecto. Ni el Instituto Español de Analistas Financieros ni su filial, IFAF Servicios de Análisis S.L.U., asumen responsabilidad alguna por las pérdidas directas o indirectas derivadas del uso de los análisis publicados, salvo en caso de conducta negligente por parte de IFAF Servicios de Análisis S.L.U. La información contenida en este informe se aprueba para su distribución a clientes profesionales, contrapartes elegibles y asesores profesionales, no a clientes particulares o minoristas. Se prohíbe su reproducción, distribución o publicación para cualquier fin sin la autorización por escrito de IFAF Servicios de Análisis S.L.U. El Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF) y/o su filial IFAF Servicios de Análisis S.L.U., sus empleados y directivos, pueden tener una posición (larga o corta) en una inversión sabiendo que ese emisor será objeto de análisis y que ese análisis se distribuirá a inversores institucionales. Cualquier información adicional sobre el contenido de este informe se remitirá previa solicitud. IFAF Servicios de Análisis tiene como objetivo la publicación de (al menos) un informe o nota trimestral de actualización de la compañía analizada.

**Estados Unidos.** IFAF Servicios de Análisis S.L.U. no está inscrito en Estados Unidos y, por lo tanto, no está sujeto a la normativa de dicho país sobre la elaboración de análisis y la independencia de los analistas. Este informe se distribuirá únicamente a los principales inversores institucionales de EE.UU., con arreglo a la exención de inscripción estipulada por la Normativa 15a-6 de la Ley del Mercados de Valores de Estados Unidos de 1934, en su versión enmendada (la "Exchange Act") y en las interpretaciones de ésta realizadas por la Comisión de Valores de EE.UU. ("SEC").

**Principales inversores institucionales de EE.UU.** Este informe se distribuirá a los "Principales inversores institucionales de EE.UU." según la definición de la Normativa 15a-6 de la Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos y de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. de 1934.

#### Histórico de notas e informes

Fecha Informe	Recomendación	Precio (EUR)	P. Objetivo (EUR)	Plazo validez	Motivo informe	Analista
29-Jul-2022	n.a.	6.20	n.a.	n.a.	Initiation of Coverage	David López Sánchez

