



SPAFID  
CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-18-2022	Data/Ora Ricezione 13 Maggio 2022 13:15:17	Euronext Milan
--	--	----------------

Societa' : ERG

Identificativo : 162211

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM; 3.1

Data/Ora Ricezione : 13 Maggio 2022 13:15:17

Data/Ora Inizio : 13 Maggio 2022 13:15:19

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva i risultati consolidati del primo trimestre 2022-The BoD approves the consolidated results for the first quarter of 2022

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



## Comunicato stampa

## Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva i risultati consolidati del primo trimestre 2022

*MOL consolidato adjusted<sup>1</sup>: 168 milioni di Euro, 99 milioni nel primo trimestre 2021 proforma<sup>2</sup>*

*Risultato netto attività continue adjusted: 84 milioni di Euro, 34 milioni nel primo trimestre 2021 proforma*

*Guidance rivista al rialzo nel range 450-480 milioni di Euro (+50 milioni di Euro verso precedente)*

*trainata dal maggiore contributo di 400 MW di nuova capacità installata nelle country estere*

- **Risultati trimestrali adjusted attività continue**

Margine operativo lordo in forte aumento rispetto al 2021, grazie prevalentemente alla crescita del portafoglio RES implementata dal Gruppo: più 400 MW (di cui 231 MW eolico e 170 MW solari) nel secondo semestre 2021 ed inizio 2022 nelle country estere. Il risultato netto in forte crescita riflette anche minori oneri finanziari.

- **Sviluppo nel trimestre**

Continua il percorso di crescita con l'ingresso nel solare in Spagna grazie all'acquisizione di due impianti solari complessivi per 92 MW. Proseguono le attività di costruzione dei parchi eolici in UK, Polonia, Francia, Svezia e l'avvio delle attività di costruzione in Italia per 240MW di nuova capacità eolica, di cui 47 MW greenfield e 193 MW Repowering.

- **Strategia a lungo termine**

Firmati due PPA nel Regno Unito in un'ottica di progressiva securizzazione dei ricavi; chiusi ordini di acquisto di aerogeneratori per 240 MW per progetti di repowering e greenfield attualmente in costruzione; aggiudicata in asta tariffa CfD ventennale su 97,2 MW di capacità eolica in Italia.

---

1 Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente documento "Indicatori Alternativi di Performance".

2 Il dato relativo ai primi tre mesi 2021 è stato riesposto, solo ai fini comparativi, in considerazione dell'importante processo di trasformazione del portafoglio del Gruppo, riclassificando pertanto nella riga "Attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico in applicazione dell'IFRS 5.

- **Misure di claw-back e tassa sugli extraprofitti**

I risultati adjusted non includono l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 14 milioni (tax rate extraprofitti 10% <sup>3</sup>) e della Windfall Tax in Romania pari a circa 3 milioni poiché le imposte, di carattere straordinario e temporaneo, sono state isolate come posta non caratteristica. Si precisa che con riferimento all'art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni Ter) non sono stati previsti accantonamenti in quanto le produzioni italiane "merchant" risultano vendute a termine a prezzi coerenti con le soglie individuate dal decreto stesso.

- **ESG**

Si conferma il successo della strategia sostenibile del Gruppo con l'ingresso nel Gender Equality Index di Bloomberg che premia l'impegno in ambito D&I e nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP grazie all'ottima performance nella creazione di una catena di approvvigionamento sostenibile.

- **Storage Battery**

ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità. I due progetti sono attualmente in fase di autorizzazione e la realizzazione è prevista in prossimità di due parchi eolici ERG in esercizio in Campania ed in Sicilia.

- **Guidance 2022**

Alla luce dei solidi risultati del primo trimestre viene rivista al rialzo di 50 milioni di Euro la previsione del margine operativo lordo, atteso ora in un intervallo compreso tra 450-480 milioni. Rimane, invece, inalterata la guidance per gli investimenti nell'intervallo compreso tra 420-480 milioni, e l'indebitamento finanziario netto, tra i 750 e gli 850 milioni di Euro, che sconta l'impatto atteso degli effetti dell'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022.

- **Informativa trimestrale**

Il Consiglio di Amministrazione ha altresì deliberato ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di comunicare al pubblico i risultati finanziari consolidati al 31 marzo e al 30 settembre attraverso una informativa trimestrale, in luogo di un resoconto intermedio di gestione, contenente le medesime informazioni fino ad oggi comunicate al pubblico e nei termini previsti nel calendario degli eventi societari per l'esercizio 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione e messo a disposizione in data 15 dicembre 2021.

- **Remunerazione amministratori investiti di cariche**

Il Consiglio di Amministrazione – su proposta del Comitato Nomine e Compensi e previo parere favorevole dello stesso ai sensi della Procedura per le operazioni con Parti Correlate, relativamente alle operazioni di minore rilevanza, nonché sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale – ha determinato, in conformità con la vigente Politica in materia di remunerazione della Società, la remunerazione fissa del Presidente, del Vice Presidente Esecutivo e del Vice Presidente per l'esercizio 2022 nonché, sempre su proposta del Comitato Nomine e Compensi e previo parere favorevole del Collegio Sindacale, la remunerazione di quei membri del Comitato Strategico che non sono dipendenti del Gruppo e non ricoprono cariche nel Consiglio di Amministrazione, per l'esercizio 2022.

---

<sup>3</sup> I risultati qui commentati non includono gli aggiornamenti indicati nel Consiglio dei Ministri del 3 maggio 2022.

- **Valutazione di indipendenza del Collegio Sindacale**

Il Collegio Sindacale, nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 26 aprile 2022, ha informato il Consiglio di Amministrazione di aver valutato positivamente l'indipendenza dei propri componenti sulla base dei criteri previsti dal Testo Unico della Finanza, dalle norme di comportamento del Collegio Sindacale redatte dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e dal Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A., anche tenuto conto dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi; valutazione confermata dal Consiglio di Amministrazione sulla base dei medesimi criteri e delle informazioni fornite dai membri del Collegio Sindacale.

**Genova, 13 Maggio 2022** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi oggi, ha approvato i risultati consolidati del primo trimestre 2022.

Paolo Merli Amministratore Delegato di ERG ha commentato:

*"In un contesto caratterizzato da crisi geopolitica e prezzi dell'energia senza precedenti, ERG registra risultati in forte crescita rispetto allo scorso anno, grazie principalmente al contributo di 400MW di nuova capacità eolica e solare frutto dei recenti significativi investimenti in acquisizioni e sviluppi organici. A questo si aggiungono condizioni anemologiche e di irraggiamento favorevoli che ci hanno permesso di incrementare i volumi venduti di quasi il 30% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Prosegue inoltre il percorso di diversificazione geografica, per la prima volta oltre il 50% dell'EBITDA di Gruppo proviene da attività all'estero mentre in Italia, a dispetto dei dibattuti "extra-profitti", l'effetto prezzo ha avuto un impatto sostanzialmente neutro come conseguenza di saldi fortemente negativi sia per i derivati di copertura che per il valore dell'incentivo, entrambe poste inversamente correlate al prezzo dell'energia. I risultati positivi del trimestre e il maggiore contributo dei nuovi impianti, sia di quelli già in esercizio che di quelli che lo saranno nei prossimi mesi, in un contesto che rimane di elevata volatilità ed incertezza, ci permettono di ipotizzare una guidance di EBITDA ora prevista nell'intervallo compreso tra 450-480 milioni. Invariata la guidance per gli investimenti tra 420-480 milioni e l'indebitamento finanziario netto, tra 750 e 850 milioni di Euro, che prudenzialmente sconta i potenziali effetti previsti dall'introduzione dell'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 in attesa delle relative approvazioni e modalità applicative".*

# HIGHLIGHTS

<b>Adjusted</b> <sup>(1)</sup>		<b>Adjusted</b> <sup>(1)</sup>		<b>Reported</b> <sup>(2)</sup>	
<b>Anno</b>		<b>1° trimestre</b>		<b>1° trimestre</b>	
<b>2021</b> <sup>(3)</sup>	(milioni di Euro)	<b>2022</b>	<b>2021</b> <sup>(3)</sup>	<b>2022</b>	<b>2021</b> <sup>(3)</sup>
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>					
598	Ricavi	214	137	214	137
<b>399</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>168</b>	<b>99</b>	<b>166</b>	<b>101</b>
<b>198</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>114</b>	<b>50</b>	<b>104</b>	<b>51</b>
127	Risultato netto attività continue	84	34	59	33
203	Risultato netto	89	65	388	63
202	di cui <i>Risultato netto di Gruppo</i>	89	65	388	63
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>					
<b>3.608</b>	<b>Capitale investito netto attività continue</b> <sup>(4)</sup>	<b>2.738</b>	<b>3.148</b>	<b>2.871</b>	<b>3.245</b>
1.556	Patrimonio netto	2.163	1.832	2.160	1.830
2.051	Indebitamento finanziario netto attività continue <sup>(4)</sup>	890	1.316	1.027	1.415
237	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(5)</sup>	230	409	230	409
57%	Leva finanziaria	29%	42%	32%	44%
<b>47%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>78%</b>	<b>72%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>

(1) Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

(2) Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di Bilancio ed includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

(3) I valori 2021 proforma sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5, riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

(4) L'indebitamento finanziario netto attività continue *adjusted* e il Capitale Investito Netto attività continue *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16.

(5) Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

Anno 2021 <sup>(1)</sup>			1° trimestre	
			2022	2021 <sup>(1)</sup>
<b>DATI OPERATIVI</b>				
<b>2.418</b>	<b>Totale capacità installata a fine periodo</b>	MW	<b>2.509</b>	<b>2.109</b>
<b>4.157</b>	<b>Totale produzioni di energia elettrica</b>	milioni di KWh	<b>1.538</b>	<b>1.197</b>
1.234	Capacità installata Italia a fine periodo	MW	1.234	1.234
2.295	Produzione di energia elettrica in Italia	milioni di KWh	706	657
581	Capacità installata Francia a fine periodo	MW	581	397
889	Produzione di energia elettrica in Francia	milioni di KWh	322	261
327	Capacità installata Germania a fine periodo	MW	327	272
428	Produzione di energia elettrica in Germania	milioni di KWh	207	120
70	Capacità installata UK a fine periodo	MW	70	-
-	Produzione di energia elettrica in UK	milioni di KWh	66	-
-	Capacità installata Spagna a fine periodo	MW	92	-
-	Produzione di energia elettrica in Spagna	milioni di KWh	27	-
206	Capacità installata in Est Europa	MW	206	206
546	Produzione di energia elettrica in Est Europa	milioni di KWh	209	158
<b>617</b>	<b>Investimenti <sup>(2)</sup></b>	milioni di Euro	<b>146</b>	<b>27</b>
<b>808</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	Unità	<b>707</b>	<b>798</b>
<b>RICAVI NETTI UNITARI <sup>(3)</sup></b>				
149	Italia - Eolico	Euro/MWh	124	119
335	Italia - Solare	Euro/MWh	333	323
88	Francia - Eolico	Euro/MWh	86	89
90	Francia - Solare	Euro/MWh	100	-
112	Germania - Eolico	Euro/MWh	146	93
-	UK - Eolico	Euro/MWh	195	-
-	Spagna - Solare	Euro/MWh	168	-
119	Est Europa - Eolico	Euro/MWh	171	79

(1) I valori 2021 proforma sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5, riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

(2) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 96 milioni.

(3) I ricavi netti unitari riportati sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

## COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo trimestre 2022 i **ricavi adjusted** sono pari a 214 milioni, in aumento di 77 milioni rispetto al primo trimestre 2021 proforma (137 milioni) principalmente per effetto del contributo della maggiore capacità di 400 MW (di cui 231 MW eolico e 170 MW solari) a seguito delle acquisizioni estere effettuate nel secondo semestre 2021 ed inizio 2022 oltre all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed operativi da fine 2021. Le produzioni sono risultate pari a 1,5 TWh, in crescita di quasi il 30% (0,3 TWh) rispetto al 2021, a seguito anche delle migliori condizioni anemologiche registrate nel periodo. I maggiori prezzi di mercato hanno influito solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari. L'effetto dei maggiori prezzi ha influito all'estero, soprattutto in Germania ed in Est Europa, in funzione dei loro specifici meccanismi di incentivazione. In Italia i ricavi unitari sono sostanzialmente in linea al primo trimestre 2021, in quanto larga parte della produzione è ceduta a prezzi prefissati attraverso contratti stipulati in esercizi precedenti, e si registra un significativo decremento del valore unitario dell'incentivo.

Il **marginale operativo lordo adjusted**<sup>4</sup>, al netto degli special items, si attesta a 168 milioni, in aumento di 68 milioni rispetto ai 99 milioni registrati nel 2021 proforma. In sintesi:

### ITALIA

- **Eolico (+8 milioni)**: margine operativo lordo pari a 69 milioni, in aumento rispetto al primo trimestre 2021 proforma (61 milioni) interamente per effetto della maggior ventosità riscontrata (661 GWh nel primo trimestre 2022 rispetto al 616 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi è stato compensato dal minor valore dell'incentivo e dei derivati di copertura.
- **Solare (+2 milioni)**: margine operativo lordo pari a 13 milioni, in aumento rispetto al primo trimestre 2021 proforma (11 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati (45 GWh nel primo trimestre 2022 rispetto al 41 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi, al netto dei derivati di copertura, è stato neutro.

<sup>4</sup> Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni, agli altri effetti negativi degli special items per circa 5 milioni. Si precisa che il margine operativo lordo adjusted non include il contributo del business termoelettrico, in corso di cessione, riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

## ESTERO

- **Eolico (+54 milioni)**: margine operativo lordo pari a 87 milioni (circa il 50% del totale), in aumento rispetto al primo trimestre 2021 proforma (33 milioni) prevalentemente per il contributo dei 231 MW di nuova capacità, per effetto della maggior ventosità ed ai migliori prezzi catturati in alcune geografie.
- **Solare (+5 milioni)**: margine operativo lordo pari a 5 milioni nel primo trimestre 2022 grazie al pieno contributo dei parchi consolidati in Francia (79 MW) tra giugno e ottobre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo. Si precisa che, in ottemperanza alla politica di rischio, tutte le produzioni merchant sull'anno 2022 risultano vendute a termine, pertanto i risultati operativi non includono alcun effetto penalizzante derivante dall'applicazione della Legge n. 25 del 28 marzo 2022, che prevede meccanismi di compensazione a due vie sulla base di un prezzo di riferimento, sostanzialmente allineato ai prezzi delle coperture in essere.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 114 milioni (50 milioni nel primo trimestre 2021 proforma) dopo ammortamenti per 54 milioni, in lieve aumento rispetto a primo trimestre 2021 proforma (49 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo degli asset eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021, del contributo dei nuovi parchi acquisiti in Spagna nel gennaio 2022 e dal contributo dei nuovi parchi in Regno Unito sviluppati internamente.

Il **risultato netto delle attività continue adjusted** è pari a 84 milioni in sensibile aumento rispetto al primo trimestre 2021 proforma (34 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, che si riducono a seguito del pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021. Si precisa che la voce non include l'impatto dell'applicazione in Romania della normativa "Windfall Tax" (oneri per 3 milioni) ed in Italia l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 14 milioni<sup>5</sup>; tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, sono state isolate come poste non caratteristiche.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT in corso di cessione (pari a circa 5 milioni), è stato pari a 89 milioni, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2021 (65 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari.

---

<sup>5</sup> Tale impatto è calcolato sulla base di un'aliquota pari al 10% per il periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2022. I risultati qui commentati non includono gli aggiornamenti indicati nel Consiglio dei Ministri del 3 maggio 2022.



Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 388 milioni in aumento rispetto ai 63 milioni del 2021 proforma. Il risultato comprende la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni), nonché la svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering (pari a circa 5 milioni) ed i costi legati alle operazioni di liability management effettuate nel corso del primo trimestre 2022 (pari a circa 2 milioni), oltreché i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia, in particolare in Italia ed in Romania.

Nel primo trimestre 2022, gli **investimenti** sono stati pari a 146 milioni (27 milioni nel primo trimestre 2021 proforma) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari in Spagna (96 milioni) avvenuta nel mese di gennaio 2022 e alle attività di sviluppo organico (51 milioni di Euro rispetto a 27 milioni nel primo trimestre 2021 proforma), in particolare le costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 179 MW, Polonia per 61 MW, Francia 20 MW e Svezia per 62 MW, all'avvio delle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 193 MW di nuova capacità eolica.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **890 milioni**, in sensibile diminuzione (-1.161 milioni) rispetto al 31 dicembre 2021 (2.051 milioni). La variazione riflette principalmente l'incasso avvenuto a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (1.265 milioni) e dal positivo flusso di cassa del periodo (103 milioni<sup>6</sup>), in parte compensato dagli investimenti del periodo (146 milioni) oltreché dalla variazione di area di consolidamento con l'uscita del business idroelettrico e termoelettrico, quest'ultimo rendicontato tra le attività discontinue. Si segnala che ERG Power, proprietaria dell'impianto CCGT, presenta una posizione di cassa al 31 marzo 2022 pari a 35 milioni di Euro.

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 122 milioni (344 milioni al 31 dicembre 2021).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2022 a 137 milioni.

---

<sup>6</sup> Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

## BASIS FOR PREPARATION

### Informativa trimestrale

Il presente comunicato sui risultati consolidati del Gruppo ERG relativi al primo trimestre 2022 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (Delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni).

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS), I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del primo trimestre 2022 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2021 alla quale si rinvia.

Gli importi riportati nel presente documento, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

### Settori operativi

A seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del business idroelettrico e che sarà finalizzato nel corso del 2022 con la cessione del business termoelettrico, a partire dal presente Documento, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le nuove metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, ed in linea con il Piano industriale 2022-2026 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2022, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica.

Si precisa che i risultati, esposti per area geografica dal presente Documento, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

### Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono anche esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "**Risultati adjusted**". Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati che inclu-

dono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

### Finalizzazione della cessione del Business Idroelettrico

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021, a seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust italiana ed il positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri. Il corrispettivo è stato pari a circa Euro 1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. L'accordo di compravendita prevede un ulteriore meccanismo di aggiustamento prezzo nel corso del 2022 in base ai valori effettivi, rilevati alla data del closing, del capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini di ERG Hydro S.r.l.

### Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

In data 9 febbraio 2022 ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di Euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto alla classificazione negli schemi dei Net Asset nelle Attività possedute per la vendita in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

### Valori economici 2021 proforma

A seguito di quanto sopraindicato, il confronto dei risultati del primo trimestre 2022 con quelli del corrispondente periodo del 2021 risente in modo significativo dell'importante processo di trasformazione del portafoglio del Gruppo. Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi ed in considerazione del nuovo modello pure "Wind & Solar", si è proceduto a riesporre i dati comparativi 2021 indicando nella riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5.

Per ulteriori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alla sezione "Alternative Performance Measures".

**Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione**

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione *Evoluzione prevedibile della gestione*, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, l'impatto della pan-

demia Covid-19, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

**Attestazione Dirigente Preposto**

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Michele Pedemonte, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154-bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente documento corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il presente comunicato stampa, emesso il 13 maggio 2022 è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).

**Contatti:**

**Anna Cavallarin** - Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3393985139 – [acavallarin@erg.eu](mailto:acavallarin@erg.eu)

**Matteo Bagnara** - Head of Investor Relations - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## RISULTATI PER PAESE

Anno 2021 <sup>(1)</sup>	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
<b>RICAVI ADJUSTED</b>				
390	<b>Italia</b>	99	86	13
200	<b>Estero</b>	115	49	66
78	Francia	28	23	5
48	Germania	30	11	19
-	UK	13	-	13
-	Spagna	5	-	5
74	Est Europa	39	14	25
46	<b>Corporate</b>	8	11	(4)
(38)	<b>Ricavi infrasettori</b>	(7)	(9)	1
598	<b>Totale ricavi adjusted</b>	214	137	77
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>				
308	<b>Italia</b>	82	72	10
116	<b>Estero</b>	91	33	58
45	Francia	18	16	2
28	Germania	25	7	18
(2)	UK	12	(0)	12
-	Spagna	4	-	4
45	Est Europa	33	10	23
(17)	<b>Corporate</b>	(6)	(6)	0
408	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	168	99	68
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED</b>				
(199)	<b>Italia</b>	(29)	(32)	3
(74)	<b>Estero</b>	(24)	(17)	(7)
(37)	Francia	(11)	(8)	(3)
(22)	Germania	(7)	(5)	(2)
(0)	UK	(1)	-	(1)
-	Spagna	(1)	-	(1)
(15)	Est Europa	(4)	(4)	0
(4)	<b>Corporate</b>	(1)	(1)	(1)
(276)	<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>	(54)	(49)	(5)

(1) I valori 2021 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

Anno 2021 <sup>(1)</sup>	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>				
281	<b>Italia</b>	53	40	13
43	<b>Estero</b>	68	16	51
8	Francia	7	8	(1)
6	Germania	18	2	16
(2)	UK	11	(0)	11
-	Spagna	3	-	3
31	Est Europa	29	6	23
(20)	<b>Corporate</b>	(7)	(7)	(0)
304	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	114	50	64
<b>INVESTIMENTI <sup>(2)</sup></b>				
16	<b>Italia</b>	21	4	17
597	<b>Estero</b>	119	20	99
221	Francia	5	0	5
151	Germania	0	0	0
179	UK	11	20	(8)
-	Spagna	96	-	96
47	Svezia	7	-	7
47	Est Europa	6	3	4
3	<b>Corporate</b>	0	0	0
617	<b>Totale investimenti</b>	146	27	119

(1) I valori 2021 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS5 riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

(2) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

# MERCATO DI RIFERIMENTO

## SCENARIO PREZZI

Anno 2021		1° trimestre	
		2022	2021
<b>Scenario prezzi (Euro/MWh)</b>			
<b>Italia</b>			
125	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) <sup>(1)</sup>	249	59
109	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	43	109
46	TTF	96	18
53	CO <sub>2</sub>	82	37
<b>Estero</b>			
109	Francia (Energia Elettrica base load)	232	53
97	Germania (Energia Elettrica base load)	185	50
129	Polonia	189	89
87	di cui (Energia Elettrica base load)	135	58
42	di cui Certificati d'Origine	54	32
109	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	210	51
141	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	249	82
111	di cui Energia Elettrica base load	219	53
29	di cui Certificato Verde	29	29
136	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	225	70
138	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	240	72
112	Spagna	229	45
81	Sweden SE4	111	49

(1) Prezzo Unico Nazionale.

## ITALIA

Il Gruppo ERG opera in Italia attraverso le proprie società titolari di parchi eolici e solari. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico o solare sono influenzati dalle caratteristiche anemologiche o dall'irraggiamento del sito nel quale è localizzato il parco stesso, dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.093 MW nell'eolico e 141 MW nel solare.

Anno 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati Operativi</b>				
1.234	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	1.234	1.234	-
1.093	Eolico	1.093	1.093	-
141	Solare	141	141	-
2.295	Produzioni (GWh)	706	657	49
2.078	Eolico	661	616	45
216	Solare	45	41	4
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
22%	Eolico	28%	26%	2%
17%	Solare	15%	13%	1%
483	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	138	132	6
149	Eolico	124	119	5
335	Solare	333	323	9

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 706 GWh, di cui 661 GWh da fonte eolica e 45 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (657 GWh di cui 616 da fonte eolica e 41 GWh da fonte solare), per effetto sia della maggiore ventosità (+7%) che dal miglior irraggiamento (+10%).

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati economici</b>				
390	Ricavi <i>adjusted</i>	99	86	13
317	Eolico	84	73	11
73	Solare	15	13	2
308	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	82	72	10
243	Eolico	69	61	8
65	Solare	13	11	2
(124)	Ammortamenti e svalutazioni	(29)	(32)	3
(83)	Eolico	(19)	(22)	3
(41)	Solare	(10)	(10)	0
184	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	53	40	13
160	Eolico	50	39	11
24	Solare	3	1	2
18	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	21	4	17
16	Eolico	20	4	16
1	Solare	1	0	1
78%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	83%	84%	-1%
77%	Eolico	82%	84%	-1%
86%	Solare	87%	85%	2%

(1) Rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2022** risultano in aumento grazie alle maggiori produzioni eoliche e fotovoltaiche in Italia, mentre i maggiori prezzi di mercato sono più che compensati dalle coperture effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e da un minor valore unitario dell'incentivo GRIN (da 109,4 a 42,9 Euro/MWh).

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, incluso del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 124 Euro/MWh (119 Euro/MWh nel primo trimestre 2021).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 333 Euro/MWh (323 Euro/MWh del primo trimestre 2021).

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia del **primo trimestre 2022** è pari a 82 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2021 (72 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al primo trimestre 2021 proforma per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022 (21 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di costruzione dell'impianto di Roccapalumba (47 MW) e alle attività di Repowering (193 MW) sugli impianti di Camporeale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare sono iniziate le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

## ESTERO

ERG opera all'estero nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

ERG è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.105 MW operativi), in particolare in Francia (502 MW), Germania (327 MW), Polonia (82 MW), UK (70 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia con 9 impianti acquisiti tra giugno e ottobre 2021, e 92 MW in Spagna con 2 impianti acquisiti nel mese di gennaio.

Rispetto al primo trimestre 2021, la capacità installata risulta incrementata di 400 MW.



## Francia

Anno 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
581	<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>581</b>	<b>397</b>	<b>184</b>
502	<b>Eolico</b>	502	397	105
79	<b>Solare</b>	79	0	79
889	<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>322</b>	<b>261</b>	<b>61</b>
865	<b>Eolico</b>	305	261	44
24	<b>Solare</b>	17	0	17
	<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>			
23%	<b>Eolico</b>	28%	30%	-2%
11%	<b>Solare</b>	10%	n.a.	n.a.
89	<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>87</b>	<b>89</b>	<b>(2)</b>
88	<b>Eolico</b>	86	89	(2)
90	<b>Solare</b>	100	n.a.	n.a.

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 322 GWh, di cui 305 GWh da fonte eolica e 17 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (261 GWh) per effetto perimetro (+80 GWh) derivante dall'acquisizione degli impianti eolici e solari consolidati tra giugno e ottobre 2021 e dall'entrata in esercizio di un parco sviluppato internamente per complessivi 184 MW. Tale effetto perimetro risulta in parte compensato dalla minore ventosità riscontrata nel periodo.

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
155	<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>28</b>	<b>23</b>	<b>5</b>
76	<b>Eolico</b>	26	23	3
79	<b>Solare</b>	2	-	2
45	<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>2</b>
44	<b>Eolico</b>	18	16	2
1	<b>Solare</b>	1	-	1
(37)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(11)</b>	<b>(8)</b>	<b>(3)</b>
(36)	<b>Eolico</b>	(10)	(8)	(2)
(1)	<b>Solare</b>	(1)	-	(1)
8	<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>(1)</b>
8	<b>Eolico</b>	7	8	(1)
(0)	<b>Solare</b>	(0)	-	(0)
8	<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>5</b>
8	<b>Eolico</b>	5	0	5
(0)	<b>Solare</b>	-	-	-
29%	<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>65%</b>	<b>69%</b>	<b>-4%</b>
58%	<b>Eolico</b>	67%	69%	-2%
2%	<b>Solare</b>	41%	-	41%

(1) Rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo trimestre 2022** risultano in aumento per effetto della variazione di perimetro di cui sopra, in parte compensati dalle minori produzioni riscontrate.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 86 Euro/MWh risultano sostanzialmente in linea all'analogo periodo del 2021 (89 Euro/MWh) in quanto costituiti da tariffe fisse di vendita o PPAs, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 100 Euro/MWh.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia del **primo trimestre 2022** è pari a 18 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2021 (16 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al primo trimestre 2021 proforma per il contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022 (5 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di un nuovo parco eolico previsto in entrata in esercizio nel corso dell'anno (20 MW).

## Germania – Eolico

Anno 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
327	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	327	272	55
428	Produzioni (GWh)	207	120	87
0	Load Factor% <sup>(2)</sup>	29%	20%	9%
112	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	146	93	53

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 207 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (121 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo e del perimetro derivante dall'acquisizione degli impianti eolici consolidati a ottobre 2021 (+42 GWh).

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
48	Ricavi <i>adjusted</i>	30	11	19
28	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	25	7	18
(22)	Ammortamenti e svalutazioni	(7)	(5)	(2)
6	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	18	2	16
151	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
59%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	83%	66%	16%

(1) Rapporto del marginale operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2022** risultano in aumento rispetto all'analogo periodo 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche, l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia e il perimetro derivanti dai parchi acquisiti nel 2021. I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 146 Euro/MWh risultano fortemente in rialzo rispetto al primo trimestre 2021 (93 Euro/MWh), in quanto la tariffa fissa di vendita, una volta superata, consente di catturare il prezzo di mercato. Il **marginale operativo lordo adjusted** in Germania del **primo trimestre 2022** è pari a 25 milioni, in sensibile incremento rispetto al primo trimestre 2021 (7 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi. Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al primo trimestre 2021 a seguito del contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022** ammontano ad un importo non significativo.

## UK – Eolico

Anno 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
70	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	70	-	70
-	Produzioni (GWh)	66	-	66
n.a	Load Factor % <sup>(2)</sup>	43%	n.a	n.a
n.a.	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	195	n.a	n.a

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in UK risulta pari a 66 GWh e si riferisce agli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio a fine 2021 (70 MW).

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
-	Ricavi <i>adjusted</i>	13	-	13
(2)	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	12	(0)	12
(0)	Ammortamenti e svalutazioni	(1)	-	(1)
(2)	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	11	(0)	11
179	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	20	(8)
n.a	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	90%	n.a	n.a

(1) Rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2022** risultano pari a 13 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 195 Euro/MWh, in quanto la prima fase di applicazione del contratto PPA, che è stato stipulato nel 2021, prevede una valorizzazione allineata ai prezzi di mercato.

Il **marginе operativo lordo adjusted** in UK del **primo trimestre 2022** si attesta a 12 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022** si riferiscono alle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW, di cui 142 MW previsti in entrata in esercizio nel corso dell'anno.

## Spagna- Solare

Anno 2021		1° trimestre	
		2022	2021
	<b>Risultati Operativi</b>		
-	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	92	-
-	Produzioni (GWh)	27	-
-	Load Factor% <sup>(2)</sup>	14%	-
-	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	168	-

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 27 GWh e si riferisce agli impianti solari acquisiti a gennaio 2022 (92 MW).

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2022	2021
	<b>Risultati economici</b>		
-	Ricavi adjusted	5	-
-	Marginе operativo lordo adjusted	4	-
-	Ammortamenti e svalutazioni	(1)	-
-	Risultato operativo netto adjusted	3	-
-	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	96	-
-	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	84%	-

(1) Rapporto del marginе operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo trimestre 2022** risultano pari a 5 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 168 Euro/MWh.

Il **marginе operativo lordo adjusted** in Spagna del **primo trimestre 2022** si attesta a 4 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022** si riferiscono all'acquisizione dei due parchi solari avvenuta a gennaio.

## East Europe – Eolico

Anno 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati Operativi</b>				
206	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	206	206	-
546	Produzioni (GWh)	209	158	51
28%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	47%	36%	11%
25	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	171	79	92

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 207 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (158 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate.

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati economici</b>				
74	Ricavi <i>adjusted</i>	39	14	25
45	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	33	10	23
(15)	Ammortamenti e svalutazioni	(4)	(4)	0
31	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	29	6	23
47	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	6	3	4
62%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	83%	70%	13%

(1) Rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo trimestre 2022** risultano in aumento rispetto all'analogo periodo 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche e per l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 171 Euro/MWh in rialzo rispetto al primo trimestre 2021 (79 Euro/MWh), in quanto la maggior parte della capacità installata risulta incentivata con un sistema a certificato che si somma al prezzo di mercato dell'energia.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **primo trimestre 2022** è pari a 33 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2021 (10 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

### Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2022** si riferiscono alle attività di costruzione di due parchi eolici in Polonia per circa 61 MW, in entrata in esercizio nel corso dell'anno.

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 03/01/2022</a>	Italia	Idroelettrico	ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l.
<a href="#">Comunicato Stampa del 26/01/2022</a>	Italia	Corporate	ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg.
<a href="#">Comunicato Stampa del 31/01/2022</a>	Italia	Eolico	ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 97,2 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della settima asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici.
<a href="#">Comunicato Stampa del 31/01/2022</a>	Spagna	Solare	ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 S.A. il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 09/02/2022</a>	Italia	Termoelettrico	ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT).
<a href="#">Comunicato Stampa del 10/02/2022</a>	Italia	Corporate	ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project).
<a href="#">Comunicato Stampa del 23/02/2022</a>	Italia	Storage	ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia.
<a href="#">Comunicato Stampa del 15/03/2022</a>	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e ESG 2022-2026.
<a href="#">Comunicato Stampa del 24/03/2022</a>	UK	Eolico	ERG, tramite le proprie controllate nel Regno Unito, ha raggiunto un accordo con ENGIE UK Markets Ltd., per la sottoscrizione di due Power Purchase Agreements (PPA) di durata decennale.

In data 10 marzo il Consiglio dei Ministri del governo italiano ha esercitato il potere sostitutivo previsto dalla legge, deliberando l'approvazione ai fini della valutazione di impatto ambientale di progetti di impianti rinnovabili per complessivi 418 MW, incluso il progetto ERG di repowering del parco eolico "Nulvi Ploaghe" (Sassari) da 121,5 MW.

Nella prima parte del 2022 sono state introdotte misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

In particolare, in Italia si fa riferimento all'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 i cui impatti, ancora in corso di valutazione, sono stati stimati ai fini del presente documento pari a 14 milioni<sup>7</sup> rilevati alla riga Imposte ed isolate come posta non caratteristica.

Con riferimento all'art.15-*bis* del D.L. 4/2022 (Sostegni Ter)<sup>8</sup> si precisa che non sono stati stimati accantonamenti in quanto le produzioni italiane "merchant" risultano vendute a termine a prezzi coerenti con le soglie individuate dal decreto stesso. Per quanto riguarda l'estero si segnala in Romania l'applicazione della normativa "Windfall Tax" che ha comportato maggiori oneri nel trimestre per 3 milioni, rilevati nel Margine Operativo Lordo e rilevati come posta non caratteristica.

Infine, si segnala che, in considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di febbraio 2022 in **Ucraina**, il management continua a monitorare eventuali criticità ed impatti che il conflitto potrebbe avere sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di business continuity. A tal riguardo si precisa che in Bilancio è stanziato un Fondo per circa 1 milione destinato a alcune iniziative a supporto della crisi umanitaria in Ucraina.

---

<sup>7</sup> I risultati qui commentati non includono gli aggiornamenti agli effetti del D.L. 21 marzo 2022 indicati nel Consiglio dei Ministri del 3 maggio 2022.

<sup>8</sup> Convertito in Legge con Legge n. 25/2022.

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

---

<b>Data</b>	<b>Settore</b>	<b>Fatto di rilievo</b>
<a href="#">Comunicato Stampa del 26/04/2022</a>	Corporate	L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2021 ha deliberato il pagamento di Euro 0.90 per azione, e ha nominato il nuovo Collegio Sindacale.



## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

In un contesto di prezzi di mercato elevati per effetto della crisi energetica e degli elevati prezzi del gas naturale, si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati, a prezzi considerevolmente inferiori rispetto a quelli attuali. Tali coperture, effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono gestionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP).

Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

- 1) energia elettrica prodotta dalle UP che risultano essere prive di meccanismo di incentivazione e quindi interamente esposta al rischio di volatilità del prezzo di mercato;
- 2) energia elettrica prodotta dalle UP che sono oggetto di tariffe di tipo "Feed in Premium", ovvero meccanismi che prevedono un incentivo che si aggiunge al prezzo di mercato;
- 3) le eventuali coperture residue sono infine attribuite ai quantitativi di energia elettrica soggetti a meccanismi di incentivazione per differenza, quali le tariffe incentivanti ex certificati verdi (GRIN).

Non sono invece previste coperture per tutte le produzioni che risultano oggetto di meccanismi di incentivazione per differenza a due vie.

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2022:

### Italia

Il margine operativo lordo nel Wind è previsto in riduzione rispetto al 2021 a seguito del minor valore dell'incentivo, determinato per differenza tenendo conto della media dei prezzi dell'energia dell'esercizio 2021.

**Mentre nel Solare** è previsto in lieve aumento a seguito della maggiore produzione. In base ai criteri allocativi delle coperture di cui in premessa, si prevede che una larga maggioranza delle vendite in Italia a vario titolo esposte al rischio mercato vengano valorizzate a termine ad un prezzo medio di circa 65 Euro/MWh.

**Si stima per l'esercizio 2022 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar in riduzione rispetto al 2021.**

## Estero

Il **marginale operativo lordo**, in un contesto di scenario prezzi di mercato in rialzo, è previsto in incremento rispetto al 2021 grazie al pieno contributo dei parchi Eolici e Solari acquisiti nel corso del 2021 in Francia e Germania ed a inizio 2022 in Spagna nonché degli sviluppi organici di due impianti in Nord Irlanda (70 MW) ed uno in Francia (7 MW) entrati in esercizio a fine 2021. I risultati inoltre rifletteranno l'apporto di nuovi impianti in Francia (20 MW), UK (142 MW) e Polonia (61 MW) attesi in esercizio nel corso del 2022.

**Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar è pertanto atteso in significativo aumento rispetto al 2021.**

Per l'esercizio 2022 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra **450 e 480** milioni, in aumento rispetto al range precedente di 400 e 430 milioni. Il dato di riferimento del 2021 a parità di perimetro ed al netto della completa allocazione dei costi centrali residui, è pari a **399** milioni di Euro.

Gli investimenti si confermano previsti nel range compreso tra **420 e 480** milioni (617 milioni di Euro nel 2021 a parità di perimetro wind & solar), comprensivi dell'acquisizione di due parchi solari in Spagna (92 MW) avvenuta a gennaio 2022, le attività di costruzione legate sia al Repowering dei parchi italiani che ai progetti sviluppati internamente per complessivi 500 MW, di cui 250 previsti entrare in esercizio nel corso del 2022.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2022 è atteso, come nella precedente comunicazione, nel range tra **750 e 850** milioni (2.051 milioni a fine 2021), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,90 Euro per azione. L'incremento atteso del margine operativo lordo sarà parzialmente compensato dai maggiori versamenti per le imposte sugli extra-profitti previste in Italia e in Romania.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, si prevede la cessione degli assets entro il terzo trimestre 2022: per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle discontinued operations.

## PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare.

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine e raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.

Dopo l'avvio della trasformazione industriale di ERG da Oil a Green iniziata nel 2008, la Società è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In coerenza con la terza R del piano industriale 2021-2025, il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation per completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar", ribadendo il proprio ruolo da protagonista nel processo di Energy Transition e nel percorso di decarbonizzazione, previsto anche nel piano ESG.

Si ricorda che il 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, con la quale ha successivamente raggiunto anche l'accordo per cedere l'impianto CCGT di Priolo Gargallo, il cui closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

In seguito a queste importanti operazioni, il Gruppo diventa un operatore 100% Rinnovabile.

A partire dal primo trimestre 2022, per poter proseguire il percorso di crescita avviato e conseguire gli ambiziosi target fissati nel Piano Industriale il Gruppo ha implementato un modello di business radicato nelle diverse realtà e nello stesso tempo flessibile, che tenga conto

della diversificazione sia geografica che tecnologica.

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation S.p.A. che svolge:

- l'attività di Energy Management & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le attività di *Operation & Maintenance* dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché dell'impianto CCGT di Priolo. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 2.989 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

### Italia

ERG opera in Italia nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica, solare e termoelettrica<sup>9</sup>.

ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia con 1.093 MW di potenza installata

ERG opera in Italia nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 141 MW di potenza installata, con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni.

<sup>9</sup> Business termoelettrico in corso di cessione.

## Estero

ERG opera all'estero nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

ERG è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.105 MW operativi), in particolare in Francia (502 MW), Germania (327 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW),

Bulgaria (54 MW), UK (70MW).

ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia con 9 impianti, e 92 MW in Spagna con 2 impianti acquisiti nel mese di gennaio.

# ORGANI SOCIETARI

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>10</sup>

Presidente  
EDOARDO GARRONE (*esecutivo*)

Vice Presidente  
ALESSANDRO GARRONE (*esecutivo*<sup>11</sup>)  
GIOVANNI MONDINI (*non esecutivo*)

Amministratore Delegato  
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri  
LUCA BETTONTE (*non esecutivo*)  
EMANUELA BONADIMAN (*indipendente*<sup>12</sup>)  
MARA ANNA RITA CAVERNI (*indipendente*<sup>12</sup>)  
MARCO COSTAGUTA (*non esecutivo*)  
ELENA GRIFONI WINTERS (*indipendente*<sup>12</sup>)  
FEDERICA LOLLI (*indipendente*<sup>12</sup>)  
ELISABETTA OLIVERI (*indipendente*<sup>12</sup>)  
MARIO PATERLINI (*indipendente*<sup>12</sup>)

## COLLEGIO SINDACALE<sup>13</sup>

Presidente  
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

## DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05) MICHELE PEDEMONTE<sup>14</sup>

## SOCIETÀ DI REVISIONE KPMG S.P.A.<sup>15</sup>

10 Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.  
11 Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.  
12 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

13 Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.  
14 Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.  
15 Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL 2021

---

- **Solare – Valentia**

In data **31 gennaio 2022** ERG ha acquisito da GEI Subasta 1 S.A. il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia e di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW

Gli impianti sono entrati in esercizio ad inizio 2020, hanno partecipato alle aste regolamentate dal Regio Decreto 359 del 2017 ed hanno una produzione totale annua stimata di 188 GWh, pari a oltre 2050 ore/anno equivalenti, fra le più alte in Europa, corrispondenti a 110 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata ogni anno.

Il corrispettivo dell'operazione è pari a 96 milioni di Euro (asset value).

Si precisa che le neoacquisite società spagnole sono consolidate integralmente a partire dal 1 gennaio 2022.

- **Idroelettrico**

Si segnala che in data **3 gennaio 2022** ERG ha perfezionato l'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021.

- **Termoelettrico**

Si segnala che in data **9 febbraio 2022** ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, alimentata a gas naturale presso Priolo Gargallo, in provincia di Siracusa.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

# PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

## CONTO ECONOMICO ADJUSTED

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16.

I dati 2022 e 2021 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento all'accordo per la cessione del business termoelettrico, firmato in data 9 febbraio 2022 e della finalizzazione della cessione del business idroelettrico, avvenuta in data 3 gennaio 2022, riclassificando pertanto alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" per il 2022 il risultato dei primi tre mesi della controllata ERG Power S.r.l. e per il 2021 anche il risultato della società ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.).

Si ricorda infine che il presente documento riflette gli impatti economici del consolidamento delle società spagnole acquisite nel corso dell'esercizio a partire dal 1° gennaio 2022.

Per la definizione degli indicatori, la composizione degli schemi e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

(milioni di Euro)	1° trimestre			
		2022	2021 Proforma	Δ
Ricavi	1	214	137	77
Altri proventi	2	1	0	1
<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>216</b>	<b>138</b>	<b>78</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(3)	(1)	(2)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(31)	(23)	(7)
Costi del lavoro		(15)	(14)	(1)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>168</b>	<b>99</b>	<b>68</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(54)	(49)	(5)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>114</b>	<b>50</b>	<b>64</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(6)	(8)	1
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>107</b>	<b>42</b>	<b>65</b>
Imposte sul reddito	7	(23)	(8)	(15)
<b>Risultato netto attività continue</b>		<b>84</b>	<b>34</b>	<b>50</b>
Risultato netto attività cedute	8	5	31	(26)
<b>Risultato netto di periodo</b>		<b>89</b>	<b>65</b>	<b>24</b>
Risultato di azionisti terzi		(0)	0	(1)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>89</b>	<b>65</b>	<b>24</b>

## 1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare, l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC) e i Power Purchase Agreements (PPA), contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi nell'eolico in Italia, Francia e Regno Unito;
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione e degli impianti solari.

I **ricavi del primo trimestre 2022** sono pari a 214 milioni in significativo aumento rispetto ai 137 milioni del primo trimestre 2021 proforma principalmente a seguito delle migliori condizioni anemologiche registrate nel periodo, dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia sia in Italia che all'estero, del pieno contributo della maggiore capacità installata in Spagna e del contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021 in Francia e Germania, oltretutto del contributo dei nuovi parchi entrati in operatività nel Regno Unito ed in Francia a fine 2021, in parte compensati dal decremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 109,4 a 42,9 Euro/MWh).

## 2 - Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio.

## 3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per acquisti di materie prime e ricambi.

## 4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, i costi per convenzioni con enti locali, per consulenze, i costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori nel primo trimestre 2022 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 1 milione;
- l'impatto relativo all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania pari a circa 3 milioni.

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 3 milioni sono classificati nella presente voce del Conto Economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

## 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed agli impianti solari. L'incremento del periodo è legato principalmente al contributo apportato dai neoacquisiti asset solari acquisiti nel trimestre ed al pieno contributo degli asset eolici e solari acquisiti in Francia e Germania nel corso del secondo semestre 2021, parzialmente compensati dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Si precisa che i valori del primo trimestre 2022 non includono:

- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenute nel trimestre pari a 7 milioni;
- gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato alla voce 4.

## 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** del primo trimestre 2022 sono stati pari a 6 milioni, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2021 proforma (8 milioni), grazie all'effetto delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo trimestre 2022 si è attestato all'1,5% rispetto al 1,8% del primo trimestre 2021 proforma a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità è minore di quello del primo trimestre 2021 a causa del peggioramento dei tassi di interesse nel periodo di riferimento.

La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa infine che i valori non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri finanziari (-3 milioni) relativi al rimborso di tre Corporate Loans;
- oneri finanziari (-1 milione), legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-1 milione), come già commentato alla voce 4.

## 7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 23 milioni, in sensibile aumento rispetto agli 8 milioni del primo trimestre 2021 proforma principalmente per effetto di un imponibile superiore per i risultati del periodo.

Si precisa che la voce non include l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 14 milioni. Tale imposta è stata isolata come posta non caratteristica.

Il tax rate del primo trimestre 2022, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 22% (20% nel primo trimestre 2021 proforma).

## 8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

La voce comprende per il primo trimestre 2022 la riclassifica del risultato della società ERG Power S.r.l. e per il primo trimestre 2021 anche il risultato della società ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) secondo quanto previsto dal principio IFRS 5.



## SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Di seguito sono indicati i valori al 31 marzo 2022 che non includono:

- gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 137 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 133 milioni;

Si ricorda che, in applicazione dell'IFRS 5 il contributo patrimoniale del business termoelettrico è riclassificato alla voce Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute.

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

31/03/2021	(milioni di Euro)		31/03/2022	31/12/2021
3.227	Capitale immobilizzato	1	2.849	3.624
135	Capitale circolante operativo netto	2	92	177
(5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(5)
234	Altre attività	3	332	434
(442)	Altre passività	4	(531)	(623)
<b>3.148</b>	<b>Capitale investito netto attività continue</b>		<b>2.738</b>	<b>3.608</b>
-	<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>		<b>281</b>	-
<b>3.148</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>3.018</b>	<b>3.608</b>
1.823	Patrimonio netto di Gruppo		2.153	1.547
10	Patrimonio netto di terzi	5	10	10
1.316	Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	890	2.051
-	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	(35)	-
<b>3.148</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>3.018</b>	<b>3.608</b>

### 1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2021</b>	<b>1.116</b>	<b>2.463</b>	<b>45</b>	<b>3.624</b>
Investimenti	0	50	8	59
Variazioni area di consolidamento	28	72	0	100
Disinvestimenti e altre variazioni	(120)	(541)	(0)	(662)
Ammortamenti	(16)	(44)	-	(60)
Riclassifica IFRS 5	(1)	(192)	(20)	(212)
<b>Capitale immobilizzato al 31/03/2022</b>	<b>1.007</b>	<b>1.808</b>	<b>34</b>	<b>2.849</b>

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di impianti fotovoltaici in Spagna, consolidati integralmente a partire dal primo trimestre 2022.

La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" include gli effetti del deconsolidamento della Società ERG Hydro (ora "Enel Appennino Centrale"), ceduta in data 3 gennaio 2022, oltreché le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

## 2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica, la manutenzione degli impianti eolici ed altri debiti commerciali su investimenti per lo sviluppo dei parchi eolici.

## 3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, da crediti verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

## 4 - Altre passività

Sono relative principalmente all'effetto negativo del fair value degli strumenti derivati di copertura sull'energia elettrica dovute all'andamento del prezzo delle *commodities*, alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente autorizzazioni, concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

## 5 – Patrimonio Netto di terzi

Le minorities sono relative alla partecipazione non totalitaria (78,5%) in Andromeda PV S.r.l., acquisita nel 2019.

## 6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 137 milioni (129 milioni al 31 dicembre 2021).

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO ADJUSTED

31/03/2021	(milioni di Euro)	31/03/2022	31/12/2021
1.994	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.960	2.073
(679)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(1.070)	(22)
<b>1.316</b>	<b>Totale indebitamento attività continue</b>	<b>890</b>	<b>2.051</b>
-	<b>Totale indebitamento Discontinued Operations</b>	<b>(35)</b>	-
<b>1.316</b>	<b>Totale</b>	<b>855</b>	<b>2.051</b>

Si riporta nella tabella seguente l'**indebitamento finanziario a medio-lungo termine** del Gruppo ERG:

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2021	(milioni di Euro)	31/03/2022	31/12/2021
507	<b>Finanziamenti bancari a medio-lungo termine</b>	149	249
1.127	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.607	1.614
<b>1.634</b>	<b>Totale</b>	<b>1.756</b>	<b>1.863</b>
409	Totale Project Financing	230	237
(49)	Quota corrente Project Financing	(26)	(27)
<b>360</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>204</b>	<b>210</b>
<b>1.994</b>	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue</b>	<b>1.960</b>	<b>2.073</b>
-	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Discontinued Operations</b>	-	-
<b>1.994</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.960</b>	<b>2.073</b>

I **“Finanziamenti bancari a medio-lungo termine”** al 31 marzo 2022 sono pari a 149 milioni di Euro e si riferiscono a un *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016 e rifinanziato nel quarto trimestre 2021 (*prima corporate loan bilaterale*).

Il debito sopra rappresentato è rilevato al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,5 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (0,3 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- I **“Debiti finanziari a medio-lungo termine”**, pari a 1.607 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:
  - passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso) e 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni (della durata di 10 anni a tasso fisso), emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (8 milioni);
  - passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (14 milioni);
  - passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 1 milione.
- I debiti per **“Project Financing”** pari a 230 milioni di Euro al 31 marzo 2022 sono relativi a:
  - finanziamenti per 101 milioni di Euro relativi alla società Andromeda PV S.r.l.;
  - finanziamenti per 129 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici, rilevati complessivamente al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

L'**indebitamento finanziario netto a breve** è così costituito:

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

31/03/2021	(milioni di Euro)	31/03/2022	31/12/2021
26	Finanziamenti bancari a breve termine	421	1.305
33	Altri debiti finanziari a breve termine	85	67
<b>60</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>506</b>	<b>1.372</b>
(643)	Disponibilità liquide <sup>(1)</sup>	(894)	(880)
(70)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(625)	(491)
<b>(713)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(1.519)</b>	<b>(1.371)</b>
49	Project Financing a breve termine	26	27
(74)	Disponibilità liquide	(82)	(50)
<b>(25)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(56)</b>	<b>(23)</b>
<b>(679)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue</b>	<b>(1.070)</b>	<b>(22)</b>
<b>0</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations</b>	<b>(35)</b>	<b>-</b>
<b>(679)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(1.105)</b>	<b>(22)</b>

(1) Include l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 5 relativamente alle disponibilità liquide del business termoelettrico.

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono:

- le posizioni a breve termine riferite a linee di finanziamento a breve termine.
- un *corporate loan* bilaterale con UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (100 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016, il cui rimborso è previsto nel primo trimestre 2023.

Gli **altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (69 milioni) e ratei per interessi passivi su Bond e Corporate Loan (13 milioni).

Le **attività finanziarie a breve termine** includono impieghi a breve di liquidità per circa 550 milioni e depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 45 milioni.

## Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori adjusted al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo. L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2022	2021 <sup>(1)</sup>
2021 <sup>(1)</sup>			
580	Margine operativo lordo adjusted	168	161
(53)	Variazione capitale circolante	(55)	3
<b>527</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>112</b>	<b>163</b>
(258)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(51)	(33)
(389)	Acquisizioni di assets e business combination	(96)	-
-	Incasso cessione ERG Hydro	1.265	-
(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(1)	-
(3)	Disinvestimenti e altre variazioni	(0)	3
<b>(651)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>1.117</b>	<b>(30)</b>
(29)	Proventi (oneri) finanziari	(6)	(8)
(16)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(3)	(1)
0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	-	0
<b>(45)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(9)</b>	<b>(9)</b>
<b>(42)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>
(114)	Distribuzione dividendi	-	-
(288)	Altri movimenti di patrimonio netto	26	1
<b>(402)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>26</b>	<b>1</b>
-	<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(69)</b>	<b>-</b>
-	<b>Cash Flow Termo</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>
<b>1.439</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>2.051</b>	<b>1.439</b>
612	<i>Variazione netta</i>	<i>(1.161)</i>	<i>(123)</i>
<b>2.051</b>	<b>Indebitamento adjusted "Attività continue"</b>	<b>890</b>	<b>1.316</b>
-	<i>(Indebitamento netto Termo)</i>	<i>(35)</i>	<i>-</i>
<b>2.051</b>	<b>Indebitamento adjusted totale</b>	<b>855</b>	<b>1.316</b>

(1) Si precisa che il flusso di cassa 2021 è rappresentato tenendo conto dei flussi di cassa delle attività destinate ad essere cedute.

Il **Cash Flow operativo** del primo trimestre 2022 è positivo per 112 milioni, in diminuzione di 51 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2021 principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante. Si precisa che le variazioni del capitale circolante includono un credito di natura tributaria a seguito della cessione della società ERG Hydro S.r.l. avvenuta in data 3 gennaio 2022, prima inclusa nel regime di consolidato fiscale del Gruppo ERG.

Il **Cash flow da investimenti** del primo trimestre 2022 include l'incasso avvenuto a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (1.265 milioni), l'attività di M&A ed in particolare l'acquisizione di impianti fotovoltaici operativi in Spagna (96 milioni), oltreché gli investimenti del periodo (51 milioni) finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading in Italia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari sostenuti nell'ambito delle attività di Liability Management.

Il **Cash flow da Gestione Fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nell'esercizio.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati, alla riserva di traduzione cambi, oltreché dei dividendi distribuiti.

# INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

## Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati *adjusted*".

Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai Principi Contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile.

Di seguito sono indicate le definizioni degli IAP utilizzati dal Gruppo nonché una riconciliazione con le voci degli schemi di bilancio adottati:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle

attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

- Il **Risultato netto attività continue** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

### IFRS 16

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del Principio ha modificato la rappresentazione a Conto Economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel primo trimestre 2022:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni;
- l'incremento (circa 137 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 133 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (1 milione) e maggiori oneri finanziari (1 milione) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità dei business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico *adjusted*, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo *adjusted* a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto *adjusted* ed il capitale investito netto *adjusted* sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

### Asset Rotation ERG Power

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date del presente documento) risultava ancora in corso di definizione. Alla Reporting Date, inoltre, l'impianto termoelettrico non risultava ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

In considerazione di quanto sopra ed in applicazione di quanto previsto dal paragrafo 12 dell'IFRS 5, nel presente documento non si è proceduto alla classificazione dei relativi Net Assets come attività/passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2022 il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio 2022 un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di Euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing, subordinato all'approvazione delle competenti autorità antitrust e dal positivo completamento della procedura Golden Power presso la Presidenza dei Consigli dei Ministri, è previsto entro il terzo trimestre 2022.



## Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

### MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2022	2021
397	<b>Margine operativo lordo Attività continue</b>		166	101
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
(9)	- Riclassifica IFRS 16	1	(3)	(2)
	<b>Italia</b>			
7	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	1	-
3	- Storno indennità di cessazione carica CEO	3	-	-
2	- Storno accantonamento fondo Business dismessi	4	-	-
	<b>East Europe</b>			
-	- Storno Windfall Tax Romania	5	3	-
399	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		168	99

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2022	2021
(228)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		(62)	(51)
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
5	- Riclassifica IFRS 16	1	1	1
22	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	6	7	-
(201)	<b>Ammortamenti adjusted</b>		(54)	(49)

### RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2022	2021
86	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>		59	33
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
6	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	1	-
2	Esclusione indennità di cessazione carica CEO	3	-	-
1	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	4	0	-
-	Esclusione impatto WindFall Tax Romania e contributo 10% Extraprofiti	5-7	17	-
16	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	6	5	-
14	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	8	2	1
2	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	9	1	1
127	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted</b>		84	34

1. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel primo trimestre 2022 relative a parchi solari operativi in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
3. Indennità di cessazione carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
4. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
5. Impatto applicazione normativa "Windfall Tax" nella società Corni Eolian S.A. in Romania.
6. Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di un parco eolico in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering.
7. Esclusione del contributo straordinario previsto dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 per circa 14 milioni.
8. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
9. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo trimestre 2022 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

## Riconciliazione valori adjusted proforma 1° trimestre 2021

### CONTO ECONOMICO ADJUSTED

(milioni di Euro)	1° trimestre 2021 Adjusted	ERG Hydro	ERG Power	1° trimestre 2021 Proforma
Ricavi	280	(60)	(83)	137
Altri ricavi	1	(1)	(0)	0
<b>Ricavi totali</b>	<b>281</b>	<b>(61)</b>	<b>(83)</b>	<b>138</b>
Costi per acquisti	(66)	(0)	66	(1)
Variazioni delle rimanenze	1	(0)	(0)	1
Costi per servizi e altri costi operativi	(39)	6	9	(23)
Costi del lavoro	(17)	1	1	(14)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>161</b>	<b>(54)</b>	<b>(8)</b>	<b>99</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(68)	11	7	(49)
<b>Risultato operativo</b>	<b>93</b>	<b>(43)</b>	<b>(0)</b>	<b>50</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(8)	(0)	0	(8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>85</b>	<b>(43)</b>	<b>(0)</b>	<b>42</b>
Imposte sul reddito	(21)	12	(0)	(8)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>65</b>	<b>(30)</b>	<b>(0)</b>	<b>34</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	0	30	0	31
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>
<b>Risultato di azionisti terzi</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nel presente documento:

### Conto Economico 1° trimestre 2022

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	214	-	-	-	214
Altri proventi	1	-	-	-	1
<b>Ricavi totali</b>	<b>216</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>216</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(3)	-	-	-	(3)
Costi per servizi e altri costi operativi	(33)	(3)	-	5	(31)
Costi del lavoro	(15)	-	-	-	(15)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>166</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>168</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(62)	1	-	7	(54)
<b>Risultato operativo</b>	<b>104</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>114</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(11)	1	1	3	(6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	-	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>92</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>107</b>
Imposte sul reddito	(34)	-	(0)	11	(23)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>59</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>25</b>	<b>84</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	329	-	-	(324)	5
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>388</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(299)</b>	<b>89</b>
Risultato di azionisti terzi	(0)	-	-	-	(0)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>388</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(299)</b>	<b>89</b>

## Stato Patrimoniale riclassificato al 31 marzo 2022

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.007	-	1.007
Immobilizzazioni materiali	1.942	(134)	1.808
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	34	-	34
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>2.983</b>	<b>(134)</b>	<b>2.849</b>
Rimanenze	17	-	17
Crediti commerciali	177	-	177
Debiti commerciali	(102)	-	(102)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>92</b>	<b>-</b>	<b>92</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	331	1	332
Altre passività	(531)	-	(531)
<b>Capitale investito netto attività continue</b>	<b>2.871</b>	<b>(133)</b>	<b>2.738</b>
<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>	<b>281</b>	<b>(0)</b>	<b>281</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.152</b>	<b>(133)</b>	<b>3.018</b>
Patrimonio netto Gruppo	2.150	4	2.153
Patrimonio netto di terzi	10	-	10
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.027	(137)	890
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(35)	-	(35)
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.152</b>	<b>(133)</b>	<b>3.018</b>



## Press release

## The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the consolidated results for the first quarter of 2022

*Adjusted consolidated EBITDA<sup>1</sup>: EUR 168 million, EUR 99 million in the first quarter of 2021 proforma<sup>2</sup>*

*Adjusted profit from continuing operations: EUR 84 million, EUR 34 million in the first quarter of 2021 proforma*

*Guidance revised upwards in the range of EUR 450–480 million (EUR +50 million vs previous) driven by  
the greater contribution of 400 MW of new installed capacity in foreign countries*

- **Adjusted quarterly results from continuing operations**

EBITDA up sharply compared to 2021, mainly thanks to the growth of the RES portfolio implemented by the Group: additional 400 MW (of which 231 MW from wind and 170 MW from solar) in the second half of 2021 and early 2022 in foreign countries. The sharply growing net profit also reflects lower financial expense.

- **Development over the quarter**

The growth path continues with the entry into solar power in Spain thanks to the acquisition of two solar plants for a total of 92 MW. Construction activities continue on wind farms in the UK, Poland, France and Sweden and construction begins in Italy for 240 MW of new wind capacity, of which 47 MW greenfield and 193 MW repowering

- **Long-term strategy**

Two PPAs signed in the United Kingdom with a view to gradually securing revenue; wind turbine purchase orders closed for 240 MW for repowering and greenfield projects currently under construction; 20-year CfD tariff on 97.2 MW of wind capacity in Italy awarded at auction.

---

<sup>1</sup> In order to facilitate an understanding of the operating segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "adjusted". A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section of this document.

<sup>2</sup> The figure relating to the first three months of 2021 has been restated, for comparative purposes only, in consideration of the significant transformation of the Group's portfolio, therefore reclassifying the contribution of the hydroelectric and thermoelectric business under the item "Assets held for sale" in application of IFRS 5.

- **Claw-back measures and tax on extra-profits**

The adjusted results do not include the impact deriving from Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022 equal to approximately EUR 14 million (extra-profit tax rate 10%<sup>3</sup>) and the Windfall Tax in Romania equal to approximately EUR 3 million since the taxes, of an extraordinary and temporary nature, have been isolated as a non-characteristic item. It should be noted that with reference to Article 15-bis of Italian Decree Law 4/2022 (“Sostegni-ter” Decree), no provisions have been made since Italian “merchant” output is sold on a forward basis at prices consistent with the thresholds identified by the decree itself.

- **ESG**

The success of the Group’s sustainable strategy is confirmed with the entry into the Bloomberg Gender Equality Index, which rewards commitment to D&I and into the CDP “Suppliers Engagement Leaderboard” thanks to the excellent performance in creating a sustainable supply chain.

- **Storage Battery**

ERG enters the storage market with two projects for a total capacity of 22 MW. The two projects are currently in the authorisation phase and the construction is planned near two ERG wind farms in operation in Campania and in Sicily.

- **2022 guidance**

In light of the robust results of the first quarter, the EBITDA forecast is revised upwards by EUR 50 million, now expected in a range of EUR 450-480 million. The guidance for capital expenditure, on the other hand, remains unchanged in the range of EUR 420-480 million, as does net financial indebtedness, between EUR 750 and 850 million, which takes into account the expected impact of the effects of Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022.

- **Quarterly report**

The Board of Directors also resolved pursuant to Article 82-ter of the Issuers’ Regulation, to disclose the consolidated financial results as at 31 March and 30 September to the public through a quarterly report, instead of an interim management report, containing the same information disclosed to the public to date and within the deadlines established in the calendar of corporate events for the year 2022, approved by the Board of Directors and made available on 15 December 2021.

- **Remuneration of directors holding offices**

The Board of Directors – at the proposal of the Nominations and Remuneration Committee and subject to the favourable opinion of the same pursuant to the Procedure for Transactions with Related Parties, in relation to transactions of lesser significance, and having heard the favourable opinion of the Board of Statutory Auditors – determined, in accordance with the Company’s current Remuneration Policy, the fixed remuneration of the Chairman, the Executive Deputy Chairman and the Deputy Chairman for the 2022 financial year as well as, again at

---

3 The results commented herein do not include the updates indicated by Italy’s Council of Ministers on 3 May 2022.

the proposal of the Nominations and Remuneration Committee and subject to the favourable opinion of the Board of Statutory Auditors, the remuneration of those members of the Strategic Committee who are not employees of the Group and do not hold positions on the Board of Directors, for the 2022 financial year.

- **Assessment of the independence of the Board of Statutory Auditors**

The Board of Statutory Auditors, appointed by the Shareholders' Meeting of 26 April 2022, has informed the Board of Directors that it positively assessed the independence of its members on the basis of the criteria established by the Italian Consolidated Finance Act, by the Rules of Conduct of Boards of Statutory Auditors drawn up by the Italian National Board of Chartered Accountants and Accounting Experts and by the Corporate Governance Code promoted by Borsa Italiana S.p.A., also taking into account the "quantitative" and "qualitative" criteria defined in the Regulations for the operations of the Board of Directors, the Control, Risk and Sustainability Committee and the Nominations and Remuneration Committee; the assessment was confirmed by the Board of Directors on the basis of the same criteria and information provided by the members of the Board of Statutory Auditors.

**Genoa, 13 May 2022** – The Board of Directors of ERG S.p.A., in its meeting held today, approved the consolidated results for the first quarter of 2022.

Paolo Merli, Chief Executive Officer of ERG, commented:

*"In a context characterised by a geopolitical crisis and unprecedented energy prices, ERG recorded strong growth results compared to last year, mainly thanks to the contribution of 400 MW of new wind and solar capacity resulting from recent significant investments in acquisitions and organic developments. In addition, favourable wind and irradiation conditions allowed us to increase the volumes sold by almost 30% compared with the same period of the previous year. The path of geographical diversification also continues, for the first time over 50% of the Group's EBITDA comes from activities abroad; meanwhile in Italy, despite the debates around "extra-profits", the price effect has had a largely neutral impact as a result of strongly negative balances both for hedging derivatives and for the value of the incentive, both inversely correlated to the price of energy. The positive results for the quarter and the greater contribution of the new plants, both those already in operation and those which will enter into operation in the coming months, in a context that remains of high volatility and uncertainty, allow us to presume an EBITDA guidance now forecast in the range of EUR 450-480 million. The guidance for capital expenditure remains unchanged between EUR 420-480 million, as does net financial indebtedness, between EUR 750 and 850 million, which prudently discounts the potential effects expected from the introduction of Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022, awaiting the relative approvals and application methods".*

# HIGHLIGHTS

Adjusted <sup>(1)</sup> Year 2021 <sup>(3)</sup>	(EUR million)	Adjusted <sup>(1)</sup> 1 <sup>st</sup> quarter		Reported <sup>(2)</sup> 1 <sup>st</sup> quarter	
		2022	2021 <sup>(3)</sup>	2022	2021 <sup>(3)</sup>
<b>MAIN INCOME STATEMENT DATA</b>					
598	Revenue	214	137	214	137
<b>399</b>	<b>Gross operating profit (EBITDA)</b>	<b>168</b>	<b>99</b>	<b>166</b>	<b>101</b>
<b>198</b>	<b>Operating profit (EBIT)</b>	<b>114</b>	<b>50</b>	<b>104</b>	<b>51</b>
127	Profit from continuing operations	84	34	59	33
203	Net profit	89	65	388	63
202	of which <i>profit attributable to owners of the parent</i>	89	65	388	63
<b>MAIN FINANCIAL DATA</b>					
<b>3,608</b>	<b>Net invested capital of continuing operations<sup>(4)</sup></b>	<b>2,738</b>	<b>3,148</b>	<b>2,871</b>	<b>3,245</b>
1,556	Equity	2,163	1,832	2,160	1,830
2,051	Net financial indebtedness of continuing operations <sup>(4)</sup>	890	1,316	1,027	1,415
237	of which <i>non-recourse Project Financing<sup>(5)</sup></i>	230	409	230	409
57%	Financial leverage	29%	42%	32%	44%
<b>47%</b>	<b>EBITDA margin %</b>	<b>78%</b>	<b>72%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>

(1) Adjusted economic indicators do not include special items and related applicable theoretical taxes.

(2) Reported economic indicators are calculated on the basis of the Financial Statements and include special items and related theoretical taxes.

(3) The 2021 proforma values are restated in application of IFRS 5, reclassifying the contributions of the thermoelectric and hydroelectric businesses under the item "Profit (loss) from assets held for sale".

(4) Adjusted net financial indebtedness of continuing operations and Adjusted net invested capital of continuing operations are presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16.

(5) Including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates.



Year 2021 <sup>(1)</sup>			1 <sup>st</sup> quarter	
			2022	2021 <sup>(1)</sup>
<b>OPERATING DATA</b>				
2,418	<b>Total installed capacity at the end of the period</b>	MW	2,509	2,109
4,157	<b>Total electricity output</b>	KWh million	1,538	1,197
1,234	<i>Installed capacity at the end of the period – Italy</i>	MW	1,234	1,234
2,295	<i>Electricity output – Italy</i>	KWh million	706	657
581	<i>Installed capacity at the end of the period – France</i>	MW	581	397
889	<i>Electricity output – France</i>	KWh million	322	261
327	<i>Installed capacity at the end of the period – Germany</i>	MW	327	272
428	<i>Electricity output – Germany</i>	KWh million	207	120
70	<i>Installed capacity at the end of the period – UK</i>	MW	70	-
-	<i>Electricity output – UK</i>	KWh million	66	-
-	<i>Installed capacity at the end of the period – Spain</i>	MW	92	-
-	<i>Electricity output – Spain</i>	KWh million	27	-
206	<i>Installed capacity – East Europe</i>	MW	206	206
546	<i>Electricity output – East Europe</i>	KWh million	209	158
617	<b>Capital expenditure<sup>(2)</sup></b>	Eur million	146	27
808	<b>Employees at the end of the period</b>	Units	707	798
<b>NET UNIT REVENUE <sup>(3)</sup></b>				
149	Italy – Wind	EUR/MWh	124	119
335	Italy – Solar	EUR/MWh	333	323
88	France – Wind	EUR/MWh	86	89
90	France – Solar	EUR/MWh	100	-
112	Germany – Wind	EUR/MWh	146	93
-	UK – Wind	EUR/MWh	195	-
-	Spain – Solar	EUR/MWh	168	-
119	East Europe – Wind	EUR/MWh	171	79

(1) The 2021 proforma values are restated in application of IFRS 5, reclassifying the contributions of the thermoelectric and hydroelectric businesses under the item "Profit (loss) from assets held for sale".

(2) In property, plant and equipment and intangible assets. They also include Merger & Acquisition investments of EUR 96 million.

(3) Net unit revenue is expressed in EUR/MWh and is calculated by dividing the technology output by the revenue achieved on energy markets, inclusive of the impact of hedges, of any incentives due and the relative variable costs associated to generation/sale including, for example, the cost of fuel and imbalance costs.

## COMMENTS ON THE PERFORMANCE FOR THE YEAR

---

In the first quarter of 2022, **adjusted revenue** amounted to EUR 214 million, up by EUR 77 million compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 137 million) mainly due to the contribution of the increased capacity of 400 MW (of which 231 MW from wind and 170 MW from solar) following the foreign acquisitions made in the second half of 2021 and early 2022 as well as the entry into operation of the farms developed internally and operational from the end of 2021. Generation amounted to 1.5 TWh, up by almost 30% (0.3 TWh) compared to 2021, also as a result of the better wind conditions recorded in the period. The higher market prices only partially affected the results as the group adopts a hedging policy that provides for sales through fixed rates, PPAs under pre-established conditions and financial agreements. Higher prices had an effect abroad, especially in Germany and East Europe, depending on their specific incentive mechanisms. In Italy, unit revenue are substantially in line with the first quarter of 2021, since a large part of generation is sold at pre-set prices through contracts stipulated in previous years, and there is a significant decrease in the unit value of the incentive.

**Adjusted EBITDA**<sup>4</sup>, net of special items, amounted to EUR 168 million, up by EUR 68 million compared with EUR 99 million recorded in 2021 proforma. In summary:

### ITALY

- **Wind (EUR +8 million)**: EBITDA of EUR 69 million, up compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 61 million) due entirely to the higher wind levels encountered (661 GWh in the first quarter of 2022 compared to 616 GWh in 2021). The price scenario effect was offset by the lower value of the incentive and hedging derivatives.
- **Solar (EUR +2 million)**: EBITDA of EUR 13 million, an increase compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 11 million) due to the higher volumes recorded (45 GWh in the first quarter of 2022 compared to 41 GWh in 2021). The price scenario effect, net of hedging derivatives, was neutral.

---

<sup>4</sup> Adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to approximately EUR 3 million, as well as other negative effects of special items for approximately EUR 5 million. It should be noted that the adjusted EBITDA does not include the contribution of the thermoelectric business, in the process of being sold, reclassified to the item "Profit (loss) from assets held for sale".

## ABROAD

- **Wind (EUR +54 million):** EBITDA of EUR 87 million (approximately 50% of the total), up compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 33 million) mainly due to the contribution of 231 MW of new capacity, due to the higher wind levels and the better prices captured in some geographic areas.
- **Solar (EUR +5 million):** EBITDA of EUR 5 million in the first quarter of 2022 thanks to the full contribution of the farms consolidated in France (79 MW) between June and October 2021 and the new farms acquired in Spain (92 MW) in January 2022.

It should be noted that the total gross operating profit (EBITDA) is impacted by the electricity price hedging policies implemented in line with the Group's risk policies. It should be noted that, in compliance with the risk policy, the entire merchant generation for the year 2022 is sold forward, therefore the operating results do not include any penalising effect deriving from the application of Italian Law no. 25 of 28 March 2022, which provides for two-way compensation mechanisms on the basis of a reference price, substantially in line with the prices of existing hedges.

**Adjusted operating profit** was EUR 114 million (EUR 50 million in the first quarter of 2021 proforma) after amortisation and depreciation of EUR 54 million, a slight increase compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 49 million) mainly as a result of the full contribution of the wind and solar assets acquired in the second half of 2021, the contribution of the new plants acquired in Spain in January 2022 and the contribution of the new farms in the United Kingdom developed internally.

The **adjusted profit (loss) from continuing operations** amounted to EUR 84 million, a significant increase compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 34 million) in consideration of the aforementioned operating results and lower financial expense, which were reduced as a result of the full contribution of the liability management operations carried out in 2021. It should be noted that the item does not include the impact of the application in Romania of the "Windfall Tax" legislation (expense of EUR 3 million) and in Italy the impact deriving from Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022 equal to approximately EUR 14 million<sup>5</sup>; these items, of an extraordinary and temporary nature, have been isolated as non-characteristic items.

**Adjusted profit attributable to the owners of the parent**, including also the contribution of ERG Power S.r.l., owner of the CCGT plant in the process of being sold (equal to approximately EUR 5 million), was EUR 89 million, a significant increase compared to the 2021 result (EUR 65 million), in view of the aforementioned better operating results and lower financial expense.

---

<sup>5</sup> This impact is calculated on the basis of a rate equal to 10% for the period between 1 October 2021 and 31 March 2022. The results commented herein do not include the updates indicated by Italy's Council of Ministers on 3 May 2022.

**Profit attributable to the owners of the parent** was EUR 388 million, an increase compared to EUR 63 million in 2021 proforma. The result includes the net capital gain recognised following the sale of the Terni hydroelectric complex on 3 January 2022 (equal to approximately EUR 324 million), as well as the impairment of the wind assets subject to repowering (equal to approximately EUR 5 million) and the costs related to the liability management operations carried out in the first quarter of 2022 (equal to approximately EUR 2 million), as well as the aforementioned effects linked to the urgent tax measures regarding the containment of energy prices, in particular in Italy and Romania.

In the first quarter of 2022, **capital expenditure** totalled EUR 146 million (EUR 27 million in the first quarter of 2021 proforma) and mainly refers to the acquisition of solar farms in Spain (EUR 96 million) in January 2022 and to organic development activities (EUR 51 million compared to EUR 27 million in the first quarter of 2021 proforma), in particular the construction of wind farms in the UK for approximately 179 MW, Poland for 61 MW, France for 20 MW and Sweden for 62 MW, the start of the construction in Italy for 47 MW Greenfield and Repowering on Italian plants for approximately 193 MW of new wind capacity.

**Adjusted net financial indebtedness of “continuing operations”** totalled **EUR 890 million**, down significantly (EUR -1,161 million) compared to 31 December 2021 (EUR 2,051 million). The change mainly reflects the proceeds from the sale of the Terni hydroelectric complex (EUR 1,265 million) and the positive cash flow for the period (EUR 103 million<sup>6</sup>), partly offset by capital expenditure for the period (EUR 146 million) as well as the change of the consolidation scope with the exit of the hydroelectric and thermoelectric businesses, the latter reported under discontinued operations. It should be noted that ERG Power, owner of the CCGT plant, has a cash position at 31 March 2022 equal to EUR 35 million.

It should also be noted that the indebtedness at the end of the period reflects the negative fair value of commodity futures of approximately EUR 122 million (EUR 344 million at 31 December 2021).

Adjusted net financial indebtedness is presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16, therefore excluding the discounting of future lease payments of approximately EUR 137 million at 31 March 2022.

---

<sup>6</sup> Includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial income (expense).

## BASIS FOR PREPARATION

### Quarterly report

This press release on the consolidated results of the ERG Group relating to the first quarter of 2022 has been prepared on a voluntary basis in compliance with the provisions of Article 82-ter of the Issuers' Regulation (CONSOB resolution no.11971 of 14 May 1999 and subsequent amendments)

Unless otherwise indicated, the economic, equity and financial information have been prepared in accordance with the valuation and measurement criteria established by the International Financial Reporting Standards (IFRS). The accounting standards and measurement criteria adopted in the preparation of the first quarter 2022 results as the same ones adopted in the drafting of the 2021 Annual Financial Report to which reference is made.

Unless otherwise indicated, the amounts included in this document are expressed in Euro.

### Operating segments

Following the important Asset Rotation process launched in 2021 with the sale of the hydroelectric business and which will be finalised in 2022 with the sale of the thermoelectric business, starting from this Document, the operating results are presented and commented on with reference to the various geographical segments in which ERG operates, in line with the new internal methods for measuring the Group's results, and in line with the 2022-2026 Business Plan approved by the Board of Directors on 14 March 2022, aimed at reinvesting the resources deriving from divestments and the growth strategy in Wind & Solar through a policy of geographical and technological diversification.

Note that the results, shown by geographical segment as per this Document, reflect also the energy sales on markets by Group Energy Management, in addition to the application of effective hedges of the generation margin. The above mentioned hedges include, among other things, the use of instruments by Energy Management to hedge the price risk. In order to give a clearer representation of the businesses in terms of geographical segment and, secondarily, technology, the wind and solar power results include the hedges entered into in relation to renewable sources ("RES").

### Alternative Performance Indicators (APIs) and adjusted results

Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group. These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are also shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term **"Adjusted results"**.

The results, which include significant special income statement

components of an exceptional nature (special items) are also defined as **"Reported results"**.

A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section.

### Finalisation of the sale of the Hydroelectric Business

On 3 January 2022, ERG concluded its transaction with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Hydro S.r.l., as announced on 2 August 2021, following the approval of the Italian Antitrust Authority and the successful completion of the golden power procedure at the Italian Presidency of the Council of Ministers. The consideration totalled approximately EUR 1.265 billion, including the mark-to-market valuation of some hedging derivatives included in the scope and relating to part of the energy produced in the future by ERG Hydro S.r.l. plants. The sale and purchase agreement envisages a further price adjustment mechanism in 2022 based on the actual values, recorded at the closing date, of the net working capital, the net financial position and the actual level of water reserves of some of ERG Hydro S.r.l.'s reservoirs.

### Agreement for the sale of the Thermoelectric Business

On 9 February 2022, ERG signed an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire capital of ERG Power S.r.l. The consideration in terms of Enterprise Value, at 31 December 2021, is EUR 188 million and will be subject to a price adjustment at the closing. This will include, among other things, a monthly décalage mechanism consistent with the expected cash flows of the business plan. It will also include the mark-to-market valuation at the closing of some hedging derivatives included in the scope and relating to part of the energy produced in the future by ERG Power's plants. The transaction is expected to be concluded in the third quarter of 2022.

In consideration of the above, in this Document the Net Assets were recorded under Assets held for sale in the financial statements as the conditions set forth in paragraph 12 of IFRS 5 were met.

### 2021 proforma income statement amounts

As a result of the above, the comparison of the results of the first quarter of 2022 with those of the corresponding period of 2021 is significantly affected by the considerable transformation of the Group's portfolio. Therefore, in order to facilitate the understanding of the performance of the two periods and in consideration of the new pure "Wind & Solar" model, the 2021 comparative figures have been restated indicating in the line "Profit (loss) from assets held for sale" the contribution of the hydroelectric and thermoelectric business, in application of IFRS 5.

For further details on the changes made, see the "Alternative Performance Measures" section.

**Risks and uncertainties in relation to the business outlook**

*With reference to the estimates and forecasts contained in this document, and in particular in the "Business outlook" section, it should be noted that the actual results may differ from those presented due to a number of factors, including: future price trends, the operating performances of plants, wind conditions, irradiation, the impact of energy industry and environmental regulations, the impact of the COVID-19 pandemic and other changes in business conditions and competitors' actions.*

**Certification from the Manager in charge of Financial Reporting**

*The Manager in charge of Financial Reporting, Michele Pedemonte, declares, pursuant to paragraph 2, Article 154-bis of the Consolidated Finance Act, that the accounting information this document contains matches the documentary records, books and accounting entries.*

*This press release, issued on 13 May 2022, is available to the public on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the "Media/Press Releases" section, at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

**Contacts:**

**Anna Cavallarin** - Head of External Communication - phone + 39 010 2401804 Mobile + 39 3393985139 – [acavallarin@erg.eu](mailto:acavallarin@erg.eu)

**Matteo Bagnara** - Head of Investor Relations - phone + 39 010 2401423 – e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## PERFORMANCE BY COUNTRY

Year 2021 <sup>(1)</sup>	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
<b>ADJUSTED REVENUE</b>				
390	Italy	99	86	13
200	Abroad	115	49	66
78	France	28	23	5
48	Germany	30	11	19
-	UK	13	-	13
-	Spain	5	-	5
74	East Europe	39	14	25
46	Corporate	8	11	(4)
(38)	Intra-segment revenue	(7)	(9)	1
598	Total adjusted revenue	214	137	77
<b>ADJUSTED EBITDA</b>				
308	Italy	82	72	10
116	Abroad	91	33	58
45	France	18	16	2
28	Germany	25	7	18
(2)	UK	12	(0)	12
-	Spain	4	-	4
45	East Europe	33	10	23
(17)	Corporate	(6)	(6)	0
408	Adjusted EBITDA	168	99	68
<b>ADJUSTED AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES</b>				
(199)	Italy	(29)	(32)	3
(74)	Abroad	(24)	(17)	(7)
(37)	France	(11)	(8)	(3)
(22)	Germany	(7)	(5)	(2)
(0)	UK	(1)	-	(1)
-	Spain	(1)	-	(1)
(15)	East Europe	(4)	(4)	0
(4)	Corporate	(1)	(1)	(1)
(276)	Adjusted amortisation, depreciation and impairment losses	(54)	(49)	(5)

(1) The 2021 values are restated in application of IFRS 5 by reclassifying the contributions of the thermoelectric and hydroelectric businesses under the item "Profit (loss) from assets held for sale"

Year 2021 <sup>(1)</sup>	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
<b>ADJUSTED EBIT</b>				
281	<b>Italy</b>	53	40	13
43	<b>Abroad</b>	68	16	51
8	<i>France</i>	7	8	(1)
6	<i>Germany</i>	18	2	16
(2)	<i>UK</i>	11	(0)	11
-	<i>Spain</i>	3	-	3
31	<i>East Europe</i>	29	6	23
(20)	<b>Corporate</b>	(7)	(7)	(0)
304	<b>Adjusted EBIT</b>	114	50	64
<b>CAPITAL EXPENDITURE <sup>(2)</sup></b>				
16	<b>Italy</b>	21	4	17
597	<b>Abroad</b>	119	20	99
221	<i>France</i>	5	0	5
151	<i>Germany</i>	0	0	0
179	<i>UK</i>	11	20	(8)
-	<i>Spain</i>	96	-	96
47	<i>Sweden</i>	7	-	7
47	<i>East Europe</i>	6	3	4
3	<b>Corporate</b>	0	0	0
617	<b>Total capital expenditure</b>	146	27	119

(1) The 2021 values are restated in application of IFRS 5 by reclassifying the contributions of the thermoelectric and hydroelectric businesses under the item "Profit (loss) from assets held for sale".

(2) Includes capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments.



## REFERENCE MARKET

### PRICE SCENARIO

Year		1 <sup>st</sup> quarter	
		2022	2021
2021	<b>Price scenario (EUR/MWh)</b>		
	<b>Italy</b>		
125	National single price - Electricity reference price in Italy (baseload) <sup>(1)</sup>	249	59
109	Feed-In Premium (FIP) (former Green Certificates) - Italy	43	109
46	TTF	96	18
53	CO <sub>2</sub>	82	37
	<b>Abroad</b>		
109	France (baseload electricity)	232	53
97	Germany (baseload electricity)	185	50
129	Poland	189	89
87	of which (baseload electricity)	135	58
42	of which Certificates of Origin	54	32
109	Bulgaria (baseload electricity)	210	51
141	Romania (baseload electricity + 1 Green Certificate)	249	82
111	of which baseload electricity	219	53
29	of which Green Certificate	29	29
136	Northern Ireland (baseload electricity)	225	70
138	Great Britain (baseload electricity)	240	72
112	Spain	229	45
81	Sweden SE4	111	49

(1) Single National Price.

### ITALY

The ERG Group operates in Italy through its companies that own wind and solar farms. Aside from the availability of plants, the performance expected from each wind and solar farm is influenced by the wind speed profile or irradiation of the site on which the farm is located, by the sale price of electricity, which can vary in relation to the geographical areas where the plants are located, by the incentive systems for renewable energy sources and by the regulations of organised energy markets.

ERG is active in the generation of electricity in Italy, with an installed capacity of 1,093 MW in wind and 141 MW in solar.

Year		1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
2021				
<b>Operating Results</b>				
1,234	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	1,234	1,234	-
1,093	Wind	1,093	1,093	-
141	Solar	141	141	-
2,295	Generation (GWh)	706	657	49
2,078	Wind	661	616	45
216	Solar	45	41	4
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
22%	Wind	28%	26%	2%
17%	Solar	15%	13%	1%
483	Net unit revenue (EUR/MWh)	138	132	6
149	Wind	124	119	5
335	Solar	333	323	9

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the **first quarter of 2022**, electricity output in Italy amounted to 706 GWh, of which 661 GWh from wind sources and 45 GWh from photovoltaic systems, an increase compared to the same period of 2021 (657 GWh of which 616 GWh from wind sources and 41 GWh from solar sources), due to both greater wind speeds (+7%) and better irradiation (+10%).

Year	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
2021				
<b>Operating Results</b>				
390	Adjusted revenue	99	86	13
317	Wind	84	73	11
73	Solar	15	13	2
308	Adjusted EBITDA	82	72	10
243	Wind	69	61	8
65	Solar	13	11	2
(124)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(29)	(32)	3
(83)	Wind	(19)	(22)	3
(41)	Solar	(10)	(10)	0
184	Adjusted EBIT	53	40	13
160	Wind	50	39	11
24	Solar	3	1	2
18	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	21	4	17
16	Wind	20	4	16
1	Solar	1	0	1
78%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	83%	84%	-1%
77%	Wind	82%	84%	-1%
86%	Solar	87%	85%	2%

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

**Revenue** recorded in the first quarter of 2022 are up due to higher wind and photovoltaic output in Italy, while higher market prices are more than offset by hedges carried out in line with group risk policies and by a lower unit value of the GRIN incentive (from 109.4 to 42.9 EUR/MWh).

In light of the above, for ERG the net unit revenue from wind power in Italy, considering the sale value of energy, including the value of incentives (former green certificates) and hedges as well as other minor components, was equal to 124 EUR/MWh (119 EUR/MWh in the first quarter of 2021).

Net unit revenue relating to photovoltaic plants amounted to 333 EUR/MWh (323 EUR/MWh in the first quarter of 2021).

**Adjusted EBITDA** in Italy for the first quarter of 2022 amounted to EUR 82 million, an increase compared to the first quarter of 2021 (EUR 72 million), for the same reasons relating to revenue.

Depreciation and amortisation for the period decreased compared to the first quarter of 2021 proforma, due to some components of the wind farms having reached the end of their useful life.

### Capital expenditure

Capital expenditure in the first quarter of 2022 (EUR 21 million) mainly refers to the start of construction of the Roccapalumba plant (47 MW) and to the repowering activities (193 MW) on the Camporeale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini plants in addition to the usual maintenance aimed at further increasing the efficiency of the plants. In Solar, the revamping of the plants has begun, aimed at ensuring greater efficiency of the same.

## ABROAD

ERG is active abroad in the generation of electricity from wind and solar sources.

ERG is one of the ten leading operators in the wind power sector in Europe with a significant and growing presence (1,105 MW operational), mainly in France (502 MW), Germany (327 MW), Poland (82 MW), the UK (70 MW), Romania (70 MW) and Bulgaria (54 MW).

Furthermore, ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 170 MW of installed capacity, of which 79 MW in France with 9 plants acquired between June and October 2021, and 92 MW in Spain with 2 plants acquired in January.

Compared to the first quarter of 2021, the installed capacity has increased by 400 MW.

## France

Year 2021		1° trimestre		Δ
		2022	2021	
<b>Operating Results</b>				
581	<b>Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>581</b>	<b>397</b>	<b>184</b>
502	Wind	502	397	105
79	Solar	79	0	79
889	<b>Generation (GWh)</b>	<b>322</b>	<b>261</b>	<b>61</b>
865	Wind	305	261	44
24	Solar	17	0	17
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
23%	Wind	28%	30%	-2%
11%	Solar	10%	n.a.	n.a.
89	<b>Net unit revenue (EUR/MWh)</b>	<b>87</b>	<b>89</b>	<b>(2)</b>
88	Wind	86	89	(2)
90	Solar	100	n.a.	n.a.

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the first quarter of 2022, electricity output in France amounted to 322 GWh, of which 305 GWh from wind sources and 17 GWh from photovoltaic plants, an increase compared to the same period of 2021 (261 GWh) due to the scope effect (+80 GWh) deriving from the acquisition of wind and solar plants consolidated between June and October 2021 and from the entry into operation of an internally developed farm for a total of 184 MW. This scope effect is partially offset by the lower wind speeds encountered in the period.

Year 2021	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
<b>Operating Results</b>				
155	<b>Adjusted revenue</b>	<b>28</b>	<b>23</b>	<b>5</b>
76	Wind	26	23	3
79	Solar	2	-	2
45	<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>2</b>
44	Wind	18	16	2
1	Solar	1	-	1
(37)	<b>Amortisation, depreciation and impairment losses</b>	<b>(11)</b>	<b>(8)</b>	<b>(3)</b>
(36)	Wind	(10)	(8)	(2)
(1)	Solar	(1)	-	(1)
8	<b>Adjusted EBIT</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>(1)</b>
8	Wind	7	8	(1)
(0)	Solar	(0)	-	(0)
8	<b>Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>5</b>
8	Wind	5	0	5
(0)	Solar	-	-	-
29%	<b>EBITDA Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>65%</b>	<b>69%</b>	<b>-4%</b>
58%	Wind	67%	69%	-2%
2%	Solar	41%	-	41%

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

The **revenue** recorded in the first quarter of 2022 were up due to the change in the scope of consolidation mentioned above, partly offset by the lower output recorded.

Net unit revenue for wind in France, equal to 86 EUR/MWh, is substantially in line with the same period of 2021 (89 EUR/MWh) as it consists of fixed sales rates or PPAs, while the net unit revenue relating to photovoltaic plants amounted to a total of 100 EUR/MWh.

The **adjusted EBITDA** in France in the first quarter of 2022 amounted to EUR 18 million, an increase compared to the first quarter of 2021 (EUR 16 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the period increased compared to the first quarter of 2021 proforma due to the contribution of the wind and solar farms acquired during the second half of 2021.

## Capital expenditure

Capital expenditure in the first quarter of 2022 (EUR 5 million) mainly refers to the development and construction of a new wind farm expected to come into operation during the year (20 MW).

## Germany – Wind

Year 2021		1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
	<b>Operating Results</b>			
327	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	327	272	55
428	Generation (GWh)	207	120	87
0	Load Factor % <sup>(2)</sup>	29%	20%	9%
112	Net unit revenue (EUR/MWh)	146	93	53

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the first quarter of 2022, **electricity output** in Germany amounted to 207 GWh, an increase compared to the same period of 2021 (121 GWh) due to the better wind conditions encountered in the period and the scope deriving from the acquisition of the wind farms consolidated in October 2021 (+42 GWh).

Year 2021	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
	<b>Operating Results</b>			
48	Adjusted revenue	30	11	19
28	Adjusted EBITDA	25	7	18
(22)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(7)	(5)	(2)
6	Adjusted EBIT	18	2	16
151	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	0	0	0
59%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	83%	66%	16%

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

**Revenue** recorded in **the first quarter of 2022** were up compared to the same period of 2021, due to the aforementioned better wind conditions, the increase in energy sale prices and the scope of the farms acquired in 2021.

Net unit revenue for wind in Germany, equal to 146 EUR/MWh, was significantly higher than in the first quarter of 2021 (93 EUR/MWh), as the fixed sales rate, once exceeded, allows for the capture of the market price.

**Adjusted EBITDA** in Germany in **the first quarter of 2022** amounted to EUR 25 million, a significant increase compared to the first quarter of 2021 (EUR 7 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the period increased compared to the first quarter of 2021 due to the contribution of the wind farms acquired during the second half of 2021.

## Capital expenditure

Capital expenditure in the first quarter of 2022 amounted to a non-significant amount.

## UK – Wind

Year 2021		1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
	<b>Operating Results</b>			
70	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	70	-	70
-	Generation (GWh)	66	-	66
n.a.	Load Factor % <sup>(2)</sup>	43%	n.a.	n.a.
n.a.	Net unit revenue (EUR/MWh)	195	n.a.	n.a.

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In **the first quarter of 2022**, **electricity output** in the UK amounted to 66 GWh and refers to the wind farms developed internally and that entered into operation at the end of 2021 (70 MW).

Year 2021	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
	<b>Operating Results</b>			
-	Adjusted revenue	13	-	13
(2)	Adjusted EBITDA	12	(0)	12
(0)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(1)	-	(1)
(2)	Adjusted EBIT	11	(0)	11
179	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	11	20	(8)
n.a.	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	90%	n.a.	n.a.

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

**Revenue** recorded in **the first quarter of 2022** amounted to EUR 13 million, with net unit revenue amounting to 195 EUR/MWh, as the first phase of application of the PPA, which was stipulated in 2021, provides for a valuation in line with market prices.

**Adjusted EBITDA** in the UK in **the first quarter of 2022** stood at EUR 12 million, for the same reasons linked to revenue.

## Capital expenditure

Capital expenditure in **the first quarter of 2022** refers to the construction activities of wind farms in Scotland for approximately 179 MW, of which 142 MW are expected to come into operation during the year.

## Spain- Solar

Year 2021		1 <sup>st</sup> quarter	
		2022	2021
	<b>Operating Results</b>		
-	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	92	-
-	Generation (GWh)	27	-
-	Load Factor% <sup>(2)</sup>	14%	-
-	Net unit revenue (EUR/MWh)	168	-

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In **the first quarter of 2022**, **electricity output** in Spain amounted to 27 GWh and refers to the solar plants acquired in January 2022 (92 MW).

Year 2021	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter	
		2022	2021
	<b>Operating Results</b>		
-	Adjusted revenue	5	-
-	Adjusted EBITDA	4	-
-	Amortisation, depreciation and impairment losses	(1)	-
-	Adjusted EBIT	3	-
-	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	96	-
-	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	84%	-

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

**Revenue** recorded in **the first quarter of 2022** amounted to EUR 5 million, with unit net revenue amounting to 168 EUR/MWh.

**Adjusted EBITDA** in Spain in **the first quarter of 2022** amounted to EUR 4 million, for the same reasons linked to revenue.

## Capital expenditure

Capital expenditure in **the first quarter of 2022** refers to the acquisition of the two solar farms in January.

## East Europe – Wind

Year 2021		1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
<b>Operating Results</b>				
206	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	206	206	-
546	Generation (GWh)	209	158	51
28%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	47%	36%	11%
25	Net unit revenue (EUR/MWh)	171	79	92

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the **first quarter of 2022**, electricity output in East Europe amounted to 207 GWh, an increase compared to the same period of 2021 (158 GWh) due to the better wind conditions encountered.

Year 2021	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter		Δ
		2022	2021	
<b>Operating Results</b>				
74	Adjusted revenue	39	14	25
45	Adjusted EBITDA	33	10	23
(15)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(4)	(4)	0
31	Adjusted EBIT	29	6	23
47	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	6	3	4
62%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	83%	70%	13%

(1) Ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **first quarter of 2022** were up compared to the same period of 2021, due to the aforementioned better wind conditions and the increase in energy sale prices.

The average net unit revenue in East Europe amounted to 171 EUR/MWh, up compared to the first quarter of 2021 (79 EUR/MWh), as most of the installed capacity is incentivised with a certified system that is added to the market price of energy.

Adjusted EBITDA in East Europe for the **first quarter of 2022** amounted to EUR 33 million, an increase compared to the first quarter of 2021 (EUR 10 million), for the same reasons linked to revenue.

### Capital expenditure

Capital expenditure in the first quarter of 2022 refers to the construction of two wind farms in Poland for approximately 61 MW, which came into operation during the year.



## SIGNIFICANT EVENTS DURING THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
<a href="#">Press release of 3 January 2022</a>	Italy	Hydroelectric	ERG finalised the closing with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Hydro S.r.l.
<a href="#">Press release of 26 January 2022</a>	Italy	Corporate	ERG has been included in Bloomberg's Gender Equality Index (GEI).
<a href="#">Press release of 31 January 2022</a>	Italy	Wind	ERG has been awarded a tariff for 20 years on 97.2 MW of new wind capacity as part of the seventh auction called by GSE (Gestore dei Servizi Elettrici).
<a href="#">Press release of 31 January 2022</a>	Spain	Solar	ERG acquired from GEI Subasta 1 SA 100% of the capital of two Spanish project companies owning two operational solar plants of 50.0 MW and 41.6 MW respectively.
<a href="#">Press release of 9 February 2022</a>	Italy	Termoelettrico	ERG signed an agreement with Enel Produzione S.p.A. to sell the entire share capital of ERG Power S.r.l., which owns the Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) cogeneration power plant.
<a href="#">Press release of 10 February 2022</a>	Italy	Corporate	ERG enters the CDP (Carbon Disclosure Project) "Suppliers Engagement Leaderboard".
<a href="#">Press release of 23 February 2022</a>	Italy	Storage	ERG enters the storage market with two projects for a total of 22 MW of installed capacity in the Centre-South and Sicily.
<a href="#">Press release of 15 March 2022</a>	Italy	Corporate	ERG's Board of Directors approves the 2022-2026 Business and ESG Plan.
<a href="#">Press release of 24 March 2022</a>	UK	Wind	ERG, through its subsidiaries in the United Kingdom, reached an agreement with ENGIE UK Markets Ltd, for the signing of two Power Purchase Agreements (PPAs) with a ten-year duration.

On 10 March, the Italian government's Council of Ministers exercised the substitute power provided for by law, resolving the approval for the purpose of assessing the environmental impact of renewable plant projects for a total of 418 MW, including the ERG project for the repowering of the 121.5-MW "Nulvi Ploaghe" wind farm (Sassari).

In early 2022, urgent measures were introduced to contain the effects of price increases in the electricity sector.

In particular, in Italy reference is made to Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022 whose impacts, which are still being assessed, have been estimated for the purposes of this document to be EUR 14 million<sup>7</sup> recognised in the line "Taxes" and isolated as non-characteristic items.

With reference to Article 15-bis of the Italian Decree Law 4/2022 ("Sostegni-ter" Decree)<sup>8</sup> it should be noted that no provisions have been estimated since Italian "merchant" output is sold on a forward basis at prices consistent with the thresholds identified by the decree itself.

As regards abroad, the application of the "Windfall Tax" legislation is noted in Romania, which resulted in higher expense in the quarter of EUR 3 million, recognised in EBITDA as non-characteristic items.

Finally, it is noted that in view of the war that broke in **Ukraine** at the end of February 2022, management continues to monitor any critical issues and impacts that the conflict could have on the ERG Group, in particular with reference to credit risk, security and business continuity. It should be noted in this regard that a Provision of around EUR 1 million is set aside in the Financial Statements for some initiatives to support the humanitarian crisis in Ukraine.

---

<sup>7</sup> The results commented herein do not include the updates to the effects of the Italian Decree Law of 21 March 2022 indicated by Italy's Council of Ministers on 3 May 2022.

<sup>8</sup> Converted into Law with Italian law no. 25/2022.

## SIGNIFICANT EVENTS AFTER THE QUARTER

---

<b>Date</b>	<b>Sector</b>	<b>Significant event</b>
<a href="#">Press release of 26 April 2022</a>	<b>Corporate</b>	The Shareholders of ERG S.p.A. approved the 2021 Financial Statements, resolved on the payment of a dividend of EUR 0.90 per share and appointed the new Board of Statutory Auditors.

## BUSINESS OUTLOOK

---

In a context of high market prices due to the energy crisis and high natural gas prices, it should be noted that ERG, in line with the best practices in the sector and its consolidated risk policy, has in recent years made forward sales, mainly through long-term supply contracts at fixed prices (so-called PPAs) and forward contracts also through derivative financial instruments, at prices considerably lower than current prices. These hedges, carried out with a portfolio approach by the Group's Energy Management through ERG Power Generation S.p.A., are allocated from a management standpoint to the various project companies, which own the Production Units (PUs).

The hedge allocation criterion follows a cascade mechanism which, with the idea of mitigating the associated risks, has the following order of priority:

- 1) electricity produced by PUs that do not have an incentive mechanism and are therefore fully exposed to the risk of market price volatility;
- 2) electricity produced by PUs that are subject to "Feed in Premium" tariffs, or mechanisms that provide for an incentive that is added to the market price;
- 3) any residual hedges are finally attributed to the quantities of electricity subject to for-difference incentive mechanisms, such as the former green certificate incentive tariffs (GRIN).

However, no hedges are envisaged for production subject to two-way for-difference incentive mechanisms.

The expected outlook for the main operating and performance indicators in 2022 is as follows:

### Italy

Gross operating profit (EBITDA) in Wind is expected to decrease compared to 2021 as a result of the lower value of the incentive, determined by difference taking into account the average energy prices for the year 2021.

**In Solar, however**, it is expected to increase slightly due to higher output. On the basis of the hedge allocation criteria referred to in the introduction, it is expected that a large majority of sales in Italy exposed in any way to market risk will be forward valued at an average price of approximately 65 EUR/MWh.

**Wind & Solar gross operating profit (EBITDA) for 2022 is expected to decrease compared to 2021.**

## Abroad

In a context of rising market prices, **gross operating profit (EBITDA)** is expected to increase compared to 2021 thanks to the full contribution of the wind and solar farms acquired in the course of 2021 in France and Germany and at the beginning of 2022 in Spain as well as the organic development of two plants in Northern Ireland (70 MW) and one in France (7MW), which came into operation at the end of 2021. The results will also reflect the contribution of new plants in France (20 MW), the UK (142 MW) and Poland (61 MW), expected to come into operation in 2022.

**Gross operating profit (EBITDA) for Wind & Solar is therefore expected to increase significantly compared to 2021.**

For the year 2022, at Group level EBITDA is estimated in the range between EUR **450** million and EUR **480** million, an increase compared to the previous range of EUR 400 million and EUR 430 million. The reference figure for 2021, assuming the same scope and net of the full allocation of the residual plant costs, is equal to EUR **399** million.

Capital expenditure is confirmed to be expected in the range between EUR **420** million and EUR **480** million (EUR 617 million in 2021 assuming the same wind & solar scope), including the acquisition of two solar farms in Spain (92 MW), which took place in January 2022, construction related both to the repowering of the Italian farms and to the projects developed internally for a total of 500 MW, of which 250 MW are expected to come into operation in 2022.

Net financial indebtedness at the end of 2022 is expected, as per the previous communication, to be in the range between EUR **750** million and EUR **850** million (EUR 2,051 million at the end of 2021), including the distribution of the ordinary dividend of EUR 0.90 per share. The expected increase in EBITDA will be partially offset by the higher tax payments on extra-profits expected in Italy and Romania.

As regards the thermoelectric business, the sale of the assets is expected by the third quarter of 2022. For this reason, the relative results are not included in the continuing operations commented on above, and will be classified in the financial statements under discontinued operations.

## BUSINESS DESCRIPTION

The ERG Group is a major independent operator in the generation of electricity from renewable sources such as wind and solar.

ERG has radically changed its business portfolio, anticipating long-term energy scenarios and achieving a leading position in renewables not only in the Italian market but also in Europe.

Since starting its industrial transformation from Oil to Green in 2008, the Company has become a primary independent producer of electricity from renewable sources.

In line with the third R of the 2021-2025 business plan, the Group has undertaken a major Asset Rotation project in order to complete its transformation towards a pure “Wind & Solar” business model, reaffirming its leading role in the Energy Transition process and in the decarbonisation process, also envisaged in the ESG plan. On 3 January 2022, ERG completed the sale of its hydroelectric assets to Enel Produzione, with which it subsequently also reached an agreement to sell the Priolo Gargallo CCGT plant, whose closing is expected by the first quarter 2022.

As a result of these significant transactions, the Group has become a 100% Renewable operator.

As from the first quarter of 2022, in order to continue the growth path started and achieve the ambitious targets set in the Business Plan, the Group implemented a business model rooted in the various realities and at the same time flexible, which takes into account both geographical and technological diversification.

Management of the industrial and commercial processes

of the ERG Group is entrusted to the subsidiary ERG Power Generation S.p.A., which carries out:

- centralised Energy Management & Sales activities for all generation technologies in which the ERG Group operates with the mission of securing production through long-term contracts and managing the hedging of merchant positions in line with the Group’s risk policies;
- the Operation & Maintenance activities of its Italian wind and solar farms and part of the plants in France and Germany, as well as the Priolo CCGT plant. It provides technical and administrative services in France for both Group companies and third parties through its foreign subsidiaries.

ERG Power Generation S.p.A., with generating facilities comprising 2,989 MW of installed capacity, also operates, directly or through its subsidiaries, in the following Geographical Segments:

### Italy

ERG is active in Italy in the generation of electricity from wind, solar and thermoelectric sources<sup>9</sup>.

ERG is the leading operator in the wind sector in Italy with 1,093 MW of installed capacity

ERG is active in Italy in the generation of electricity from solar sources with an installed capacity of 141 MW, with 33 photovoltaic plants located in 9 regions.

<sup>9</sup> Thermoelectric business in the process of being sold.

## Abroad

ERG is active abroad in the generation of electricity from wind and solar sources.

ERG is one of the ten leading operators in the wind power sector in Europe with a significant and growing presence (1,105 MW operational), mainly in France (502 MW),

Germany (327 MW), Poland (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) and the UK (70 MW).

ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 170 MW of installed capacity, of which 79 MW in France with 9 plants, and 92 MW in Spain with 2 plants acquired in January.

# CORPORATE BODIES

## BOARD OF DIRECTORS<sup>10</sup>

Chairman  
EDOARDO GARRONE (*executive*)

Deputy Chairman  
ALESSANDRO GARRONE (*executive*<sup>11</sup>)  
GIOVANNI MONDINI (*non-executive*)

Chief Executive Officer  
PAOLO LUIGI MERLI

Directors  
LUCA BETTONTE (*non-executive*)  
EMANUELA BONADIMAN (*independent*<sup>12</sup>)  
MARA ANNA RITA CAVERNI (*independent*<sup>12</sup>)  
MARCO COSTAGUTA (*non-executive*)  
ELENA GRIFONI WINTERS (*independent*<sup>12</sup>)  
FEDERICA LOLLI (*independent*<sup>12</sup>)  
ELISABETTA OLIVERI (*independent*<sup>12</sup>)  
MARIO PATERLINI (*independent*<sup>12</sup>)

## BOARD OF STATUTORY AUDITORS<sup>13</sup>

Chairwoman  
ELENA SPAGNOL

Standing Auditors  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

**MANAGER IN CHARGE OF  
FINANCIAL REPORTING  
(ITALIAN LAW NO. 262/05)**  
MICHELE PEDEMONTE<sup>14</sup>

**INDEPENDENT AUDITORS**  
KPMG S.P.A.<sup>15</sup>

<sup>10</sup> Board of Directors appointed on 26 April 2021.

<sup>11</sup> Director in charge of the Internal Control and Risk Management System.

<sup>12</sup> With reference to the provisions of Article 148, paragraph 3, of the Italian Consolidated Finance Act and the matters contained in the current Corporate Governance Code recommended by Borsa Italiana S.p.A.

<sup>13</sup> Board of Statutory Auditors appointed on 26 April 2022.

<sup>14</sup> Appointed on 26 April 2021 at the same time as appointment to the office of Group CFO.

<sup>15</sup> Appointed on 23 April 2018 for the period 2018 – 2026.

## CHANGE IN BUSINESS SCOPE IN 2021

---

- **Solar – Valentia**

On **31 January 2022**, ERG acquired from GEI Subasta 1 SA 100% of the capital of two Spanish project companies owning two operational solar plants located in southern Spain in the regions of Castilla de la Mancha and Andalusia, of 50.0 MW and 41.6 MW respectively.

The plants were commissioned in early 2020, having participated in the auctions regulated by Italian Royal Decree no. 359 of 2017 and have an estimated total annual production of 188 GWh, equal to over 2,050 equivalent hours/year, one of Europe's highest, corresponding to 110 kt of CO<sub>2</sub> emissions avoided every year.

The consideration for the transaction amounts to EUR 96 million (asset value).

It should be noted that the newly acquired Spanish companies are consolidated on a line-by-line basis starting from 1 January 2022.

- **Hydroelectric**

On **3 January 2022**, ERG finalised an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Hydro S.r.l. The transaction was concluded in line with what was announced on 2 August 2021.

- **Thermoelectric**

On **9 February 2022**, ERG signed an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Power S.r.l., which owns the low-environmental-impact and high-efficiency Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) cogeneration plant powered by natural gas located at Priolo Gargallo, in the province of Syracuse.

The transaction is expected to be concluded in the third quarter of 2022.



# INTERIM FINANCIAL STATEMENTS AND OTHER INFORMATION

## ADJUSTED INCOME STATEMENT

This section contains the adjusted operating results, presented to exclude the impacts relating to the adoption of IFRS 9 and of special items, and with the reclassification for IFRS 16.

The 2022 and 2021 figures were presented in accordance with the provisions of IFRS 5 with reference to the agreement for the sale of the thermoelectric business, signed on 9 February 2022 and the finalisation of the sale of the hydroelectric business, which took place on 3 January 2022, reclassifying therefore to the line "Profit (loss) from assets held for sale" for 2022 the result of the first three months of the subsidiary ERG Power S.r.l. and for 2021 also the result of the company ERG Hydro S.r.l. (now Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.).

Lastly, this document reflects the economic impacts of the consolidation of the Spanish companies acquired during the year as from 1 January 2022.

For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the Alternative Performance Indicators section below.

(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter			Δ
		2022	2021 Proforma	
Revenue	1	214	137	77
Other income	2	1	0	1
<b>TOTAL REVENUE</b>		<b>216</b>	<b>138</b>	<b>78</b>
Purchases and change in inventories	3	(3)	(1)	(2)
Services and other operating costs	4	(31)	(23)	(7)
Personnel expense		(15)	(14)	(1)
<b>EBITDA</b>		<b>168</b>	<b>99</b>	<b>68</b>
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	5	(54)	(49)	(5)
<b>Operating profit (EBIT)</b>		<b>114</b>	<b>50</b>	<b>64</b>
Net financial income (expense)	6	(6)	(8)	1
Net gains (losses) on equity investments		0	0	0
<b>Profit before taxes</b>		<b>107</b>	<b>42</b>	<b>65</b>
Income taxes	7	(23)	(8)	(15)
<b>Profit from continuing operations</b>		<b>84</b>	<b>34</b>	<b>50</b>
Profit (loss) from discontinued operations	8	5	31	(26)
<b>Profit (loss) for the period</b>		<b>89</b>	<b>65</b>	<b>24</b>
Non-controlling interests		(0)	0	(1)
<b>Profit attributable to owners of the parent</b>		<b>89</b>	<b>65</b>	<b>24</b>

## 1 - Revenue

Revenue from sales consists mainly of:

- sales of electricity produced by wind farms, solar installations. The electricity is sold on wholesale channels, and to customers via bilateral agreements. Specifically, electricity sold wholesale includes sales on the IPEX electricity exchange, both on the “day-ahead market” (MGP) and on the “intraday market” (MI), as well as the “dispatching services market” (MSD), in addition to sales to the main operators of the sector on the “over the counter” (OTC) platform and Power Purchase Agreements (PPAs), long-term energy sale contracts at pre-established prices, currently active in the wind sector in Italy, France and the United Kingdom;
- incentives related to the output of wind farms in operation and solar installations.

**Revenue in the first quarter of 2022** amounted to EUR 214 million, a significant increase compared to EUR 137 million in the first quarter of 2021 proforma mainly as a result of the better wind conditions recorded in the period, the increase in energy sale prices both in Italy and abroad, the full contribution of the increased installed capacity in Spain and the contribution of the wind and solar farms acquired during the second half of 2021 in France and Germany, as well as the contribution of the new farms, which entered into operation in the United Kingdom and France at the end of 2021, partly offset by the decrease in the unit value of the incentive in Italy (from 109.4 to 42.9 EUR/MWh).

## 2 - Other income

Other income includes mainly insurance reimbursements, compensation and expense repayments and grants related to income.

## 3 - Purchases and changes in inventories

Purchases include costs for the purchase of raw materials and spare parts.

## 4 - Services and other operating costs

Services include maintenance costs, costs for agreements with local authorities, for consulting services, insurance and for services rendered by third parties.

The other operating costs mainly relate to rent, provisions for risks and charges and to taxes other than income taxes.

Values in the first quarter of 2022 do not include:

- the ancillary costs relating to non-recurring transactions equal to EUR 1 million;
- the impact relating to the application of the “Windfall Tax” legislation in Romania equal to approximately EUR 3 million.

Lease payment charges (lease costs for IFRS 16 purposes) for EUR 3 million are classified under this item of the reclassified income statement. For a more detailed explanation of this classification, please refer to the “IFRS 16” paragraph, available under “Definitions” in the “Alternative Performance Indicators” section.

## 5 - Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets

Amortisation and depreciation refer to wind farms and solar installations. The increase in the period is mainly linked to the contribution made by the new solar assets acquired in the quarter and to the full contribution of the wind and solar assets acquired in France and Germany in the second half of 2021, partly offset by some components of the wind farms reaching the end of their useful life.

It should be noted that the values for the first quarter of 2022 do not include:

- the impairment of the net residual value of the property, plant and equipment and intangible assets of wind farms in the Italian portfolio, following the authorisation of a Repowering project obtained during the quarter, amounting to approximately EUR 7 million;
- the amortisation and depreciation related to the application of IFRS 16, as previously discussed under item 4.

## 6 - Net financial income (expense)

**Net financial expense** in the first quarter of 2022 amounted to EUR 6 million, down compared to the first quarter of 2021 proforma (EUR 8 million), due to the effect of the liability management operations carried out in 2021.

The average cost of non-current liabilities in the first quarter of 2022 stood at 1.5% compared to 1.8% in the first quarter of 2021 proforma, due to the same effects described above. The return on liquidity is lower than that of the first quarter of 2021 due to the worsening of interest rates in the reference period.

The item includes also the effects of the derivatives hedging against the risk of fluctuations in interest rates.

Lastly, it is specified that the values do not include the following components of an exceptional nature (special items) linked to liability management transactions:

- financial expense (EUR -3 million) relating to the repayment of three Corporate Loans;
- financial expense (EUR -1 million), tied to the reversal effect relating to refinancing operations carried out in previous years in application of IFRS 9;
- financial expense related to the liability recognised upon application of the equity method introduced by IFRS 16 (EUR -1 million), as previously discussed under item 4.

## 7 - Income taxes

**Adjusted income taxes** amounted to EUR 23 million, a significant increase compared to EUR 8 million in the first quarter of 2021 proforma mainly as a consequence of the higher taxable income due to the results in the year.

It should be noted that the item does not include the impact deriving from Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022 equal to approximately EUR 14 million. This tax was isolated as a non-characteristic item.

The tax rate for the first quarter of 2022, obtained from the ratio between income taxes and pre-tax profit, was 22% (20% in first quarter of 2021 proforma).

## 8 - Profit (loss) from assets held for sale

The item includes for the first quarter of 2022 the reclassification of the result of the company ERG Power S.r.l. and for the first quarter of 2021 also the result of the company ERG Hydro S.r.l. (now Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) in accordance with the provisions of IFRS 5.

## ADJUSTED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, used in the preparation of the annual financial report, highlighting the **uses** of resources in non-current assets and in working capital and the related funding **sources**. For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section below.

The following are the values at 31 March 2022, which do not include:

- the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 137 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 133 million.

It should be noted that, in application of IFRS 5, the equity contribution of the thermoelectric business is reclassified to the item Net invested capital of assets held for sale.

### ADJUSTED RECLASSIFIED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

31/03/2021	(EUR million)		31/03/2022	31/12/2021
3,227	Non-current assets	1	2,849	3,624
135	Net operating working capital	2	92	177
(5)	Employee benefits		(4)	(5)
234	Other assets	3	332	434
(442)	Other liabilities	4	(531)	(623)
<b>3,148</b>	<b>Net invested capital of continuing operations</b>		<b>2,738</b>	<b>3,608</b>
-	<b>Net invested capital of assets held for sale</b>		<b>281</b>	-
<b>3,148</b>	<b>Net invested capital</b>		<b>3,018</b>	<b>3,608</b>
1,823	Equity attributable to the owners of the parent		2,153	1,547
10	Non-controlling interests	5	10	10
1,316	Net financial indebtedness of continuing operations	6	890	2,051
-	Net financial indebtedness of discontinued operations	6	(35)	-
<b>3,148</b>	<b>Equity and financial indebtedness</b>		<b>3,018</b>	<b>3,608</b>

### 1 - Non-current assets

(EUR million)	Intangible assets	Property, plant and equipment	Financial assets	Total
<b>Non-current assets at 31/12/2021</b>	<b>1,116</b>	<b>2,463</b>	<b>45</b>	<b>3,624</b>
Capital expenditure	0	50	8	59
Change in the consolidation scope	28	72	0	100
Divestments and other changes	(120)	(541)	(0)	(662)
Amortisation and depreciation	(16)	(44)	-	(60)
Adjustment for impact of IFRS 5	(1)	(192)	(20)	(212)
<b>Non-current assets at 31/03/2022</b>	<b>1,007</b>	<b>1,808</b>	<b>34</b>	<b>2,849</b>

The “Change in the consolidation scope” relates to the acquisition of photovoltaic plants in Spain, consolidated on a line-by-line basis as from the first quarter of 2022.

The line “Divestments and other changes” includes the effects of the deconsolidation of the company Erg Hydro (now “Enel Appennino Centrale”), sold on 3 January 2022, as well as the disposals of non-current assets, the use of main component spare parts and reclassifications.

## 2 – Net operating working capital

This item includes spare parts inventories, amounts due for incentives, amounts due for the sale of electricity, and trade payables mainly concerning the purchase of electricity, the maintenance of wind plants and other trade payables on investments for the development of wind farms.

## 3 – Other assets

These mainly comprise deferred tax assets, receivables from Tax Authorities for tax advances and advance payments made against current provision of services.

## 4 – Other liabilities

These concern mainly the negative effect of the fair value of derivatives hedging electricity due to the trend in commodity prices, to the deferred tax liabilities calculated on the differences between carrying amounts and the related tax basis (mainly authorisations, concessions and non-current assets), the estimate of income taxes due for the period, and the provisions for risks and charges.

## 5 – Non-controlling interests

Non-controlling interests relate to the non-controlling interest (78.5%) in Andromeda PV S.r.l., acquired in 2019.

## 6 – Net financial indebtedness

Indebtedness does not include the financial liability related to the application of IFRS 16 of approximately EUR 137 million (EUR 129 million at 31 December 2021).

### SUMMARY OF THE GROUP'S ADJUSTED INDEBTEDNESS

31/03/2021	(EUR million)	31/03/2022	31/12/2021
1,994	Non-current financial indebtedness	1,960	2,073
(679)	Current financial indebtedness (cash and cash equivalents)	(1,070)	(22)
<b>1,316</b>	<b>Total indebtedness of continuing operations</b>	<b>890</b>	<b>2,051</b>
-	<b>Total indebtedness of discontinued operations</b>	<b>(35)</b>	-
<b>1,316</b>	<b>Total</b>	<b>855</b>	<b>2,051</b>

The following table illustrates the **non-current financial indebtedness** of the ERG Group:

#### NON-CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS

31/03/2021	(EUR million)	31/03/2022	31/12/2021
507	<b>Non-current loans and borrowings</b>	149	249
1,127	Non-current financial liabilities	1,607	1,614
<b>1,634</b>	<b>Total</b>	<b>1,756</b>	<b>1,863</b>
409	Total Project Financing	230	237
(49)	Current portion of Project Financing	(26)	(27)
<b>360</b>	<b>Non-current Project Financing</b>	<b>204</b>	<b>210</b>
<b>1,994</b>	<b>Total non-current financial indebtedness of continuing operations</b>	<b>1,960</b>	<b>2,073</b>
-	<b>Total non-current financial indebtedness of discontinued operations</b>	-	-
<b>1,994</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1,960</b>	<b>2,073</b>

“**Non-current loans and borrowings**” at 31 March 2022 totalled EUR 149 million and refer to a *senior Environmental, Social and Governance loan* (“ESG Loan”) with Mediobanca S.p.A. (EUR 150 million) taken out in the first half of 2016 and refinanced in the fourth quarter of 2021 (*first bilateral corporate loan*).

The loan indicated above is recognised net of medium/long-term ancillary costs, recognised with the amortised cost method (EUR 0.5 million) and the effect of the renegotiation of loans (EUR 0.3 million) following the application of IFRS 9.

- “**Non-current financial liabilities**”, amounting to EUR 1,607 million, refer mainly to:
  - liability deriving from placement of three bond loans amounting to EUR 500 million (with a 6-year duration at a fixed rate), EUR 600 million (with a 7-year duration at a fixed rate) and EUR 500 million (with a 10-year duration at a fixed rate) respectively, issued as part of the Euro Medium Term Notes (EMTN) Programme. Liabilities are recognised net of medium/long-term accessory costs recognised for accounting purposes using the amortised cost method (EUR 8 million);
  - liabilities relating to deferred components of considerations for the purchase of assets and authorisations (EUR 14 million);
  - net liabilities deriving from the fair value measurement of the derivatives to hedge interest rates of EUR 1 million.
  
- The liabilities for “**Project Financing**” of EUR 230 million at 31 March 2022 relate to:
  - loans for EUR 101 million relating to the company Andromeda PV S.r.l.;
  - EUR 129 million in loans disbursed for the construction of wind farms, recognised for a total net of ancillary costs, recorded for accounting purposes with the amortised cost method (EUR 3 million) and the effect of the renegotiation of loans (EUR 4 million) following the application of IFRS 9.

The breakdown of **current net financial indebtedness** is shown below:

#### CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS (CASH AND CASH EQUIVALENTS)

31/03/2021	(EUR million)	31/03/2022	31/12/2021
26	Current bank loans and borrowings	421	1,305
33	Other current financial liabilities	85	67
<b>60</b>	<b>Current financial liabilities</b>	<b>506</b>	<b>1,372</b>
(643)	Cash and cash equivalents <sup>(1)</sup>	(894)	(880)
(70)	Securities and other current financial assets	(625)	(491)
<b>(713)</b>	<b>Current financial assets</b>	<b>(1,519)</b>	<b>(1,371)</b>
49	Current Project Financing	26	27
(74)	Cash and cash equivalents	(82)	(50)
<b>(25)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(56)</b>	<b>(23)</b>
<b>(679)</b>	<b>Total current financial indebtedness of continuing operations</b>	<b>(1,070)</b>	<b>(22)</b>
<b>0</b>	<b>Total current financial indebtedness of discontinued operations</b>	<b>(35)</b>	<b>-</b>
<b>(679)</b>	<b>TOTAL</b>	<b>(1,105)</b>	<b>(22)</b>

(1) It includes the impact of the application of IFRS 5 in relation to the cash and cash equivalents of the thermoelectric business.

**Current bank loans and borrowings** include:

- short-term positions referring to short-term credit facilities;
- a *bilateral corporate loan* with UBI Banca S.p.A. (now the Intesasanpaolo Group) (EUR 100 million) taken out in the first half of 2016, repayment of which is expected in the first quarter of 2023.

**Other short-term financial liabilities** mainly include financial liabilities on non-hedging physical derivatives (EUR 69 million) and accrued interest expenses on Bonds and Corporate Loans (EUR 13 million).

**Current financial assets** include short-term uses of liquidity for approximately EUR 550 million and deposits to guarantee transactions on futures derivatives for approximately EUR 45 million.

## Cash flows

The statement of cash flows is presented based on adjusted values, in order to facilitate understanding of the cash flow dynamics of the period. The breakdown of changes in net financial indebtedness is as follows:

Year	(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter	
		2022	2021 <sup>(1)</sup>
580	Adjusted gross operating profit (loss)	168	161
(53)	Change in net working capital	(55)	3
<b>527</b>	<b>Cash flows from operations</b>	<b>112</b>	<b>163</b>
(258)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	(51)	(33)
(389)	Asset acquisitions and business combinations	(96)	-
-	Collection from the sale of ERG Hydro	1,265	-
(0)	Capital expenditure on non-current financial assets	(1)	-
(3)	Divestments and other changes	(0)	3
<b>(651)</b>	<b>Cash flows from (used in) investments/divestments</b>	<b>1,117</b>	<b>(30)</b>
(29)	Net financial income (expense)	(6)	(8)
(16)	Closure fair value of loans	(3)	(1)
0	Net gains (losses) on equity investments	-	0
<b>(45)</b>	<b>Cash flows from (used in) financing activities</b>	<b>(9)</b>	<b>(9)</b>
<b>(42)</b>	<b>Cash flows from (used in) tax management</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>
(114)	Distribution of dividends	-	-
(288)	Other changes in equity	26	1
<b>(402)</b>	<b>Cash flows from (used in) Equity</b>	<b>26</b>	<b>1</b>
-	<b>Change in the consolidation scope</b>	<b>(69)</b>	<b>-</b>
-	<b>Cash Flow Thermo</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>
<b>1,439</b>	<b>Opening net financial indebtedness</b>	<b>2,051</b>	<b>1,439</b>
612	<i>Net change</i>	<i>(1,161)</i>	<i>(123)</i>
<b>2,051</b>	<b>Adjusted indebtedness of "Continuing operations"</b>	<b>890</b>	<b>1,316</b>
-	<i>Net Indebtedness Thermo</i>	<i>(35)</i>	<i>-</i>
<b>2,051</b>	<b>Total adjusted indebtedness</b>	<b>855</b>	<b>1,316</b>

(1) It should be noted that the 2021 cash flow is shown taking into account the cash flows of the assets held for sale.



**Cash Flows from operations** in the first quarter of 2022 are positive by EUR 112 million, down by EUR 51 million compared to the corresponding period of 2021, mainly due to the operating performance and the changes in working capital. It should be noted that the changes in working capital include a tax credit following the sale of the company Erg Hydro S.r.l., which took place on 3 January 2022, previously included in the ERG Group's tax consolidation scheme.

**Cash flows from investments** in the first quarter of 2022 includes the proceeds from the sale of the Terni hydroelectric complex (EUR 1,265 million), M&A activities and in particular the acquisition of operational photovoltaic plants in Spain (EUR 96 million), as well as capital expenditure in the period (EUR 51 million) aimed at developing wind farms in the United Kingdom, Poland, France and Sweden, as well as developments on the Repowering and Reblading projects in Italy.

**Cash flows from financing activities** refer to the interest accrued in the year and to the financial expense incurred within the scope of the Liability Management activities.

**Cash flows from Tax Management** refer to the payment of direct taxes during the year.

**Cash flows from Equity** refer to the changes in the hedging reserve tied to derivative financial instruments, to the translation reserve and to the dividends distributed.

# ALTERNATIVE PERFORMANCE INDICATORS

## Definitions

On 3 December 2015, CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 – 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility.

Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group. These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results".

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable accounting standards, the method used by the Group to determine these indicators may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Definitions of the APIs used by the Group and a reconciliation with the items of the Financial Statements templates adopted are as follows:

- **Adjusted revenue** is revenue, as indicated in the Interim Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items);
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets" to the Operating Profit (EBIT). Gross operating profit (EBITDA) is explicitly indicated as a subtotal in the Interim Financial Statements;
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating profit (loss), as defined above, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **Adjusted EBIT** is the net operating profit, explicitly indicated as a subtotal in the Interim Financial Statements, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment;
- The **adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted amounts of taxes and profit before taxes;

- **Profit (loss) from continuing operations** does not include the result from assets held for sale relating to the thermoelectric and hydroelectric businesses reclassified under the item "Profit (loss) from assets held for sale".
- **Net profit (loss) from continuing operations** is the profit (loss) from continuing operations, with the exclusion of significant income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the application of IFRS 16, net of the related tax effects.
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items), and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application, net of the related tax effects.
- **Capital expenditure** are the sum of capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets;
- **Net operating working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital** is the sum of Non-current assets, Net operating working capital, Liabilities related to Post-employment benefits, Other assets and Other liabilities;
- **Adjusted net invested capital** is Net invested capital, as defined above, with the exclusion of the impact relative to the application of IFRS 16 mainly linked to the increase in right-of-use assets;
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with ESMA Guidelines 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) and CONSOB Warning Notice no. 5/2021, including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments.
- **Adjusted net financial indebtedness of continuing operations** is the net financial indebtedness, as defined above, net of the liability linked to the discounting of future lease payments, following the application of IFRS 16.
- **Financial leverage** is calculated by comparing the adjusted net financial indebtedness (including Project Financing) to the adjusted net invested capital.
- **Special items** include significant special income components of an exceptional nature. These include:
  - income and expense connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do not frequently re-occur over the normal course of business;
  - income and expense related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
  - capital gains and losses linked to the disposal of assets;
  - significant impairment losses recognised on assets following impairment tests;
  - income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.

### IFRS 16

The Group, as lessee, has recognised new liabilities for leases and higher right-of-use assets related mainly to the Wind business and to the relative use of land, warehouses, buildings, equipment, substations and machine inventory.

The application of the standard has changed the presentation in the income statement of costs for operating leases: these costs are now recognised as depreciation of the right-of-use assets and as financial expense correlated to the liability linked to the discounting of future lease payments.

Previously, the Group recognised costs for operating leases on a straight-line basis over the lease term, essentially when the relative lease payments were made.

The application of IFRS 16 in the first quarter of 2022 has therefore led to:

- an improvement in gross operating profit (EBITDA) in respect of the lease payments that fall within the scope of IFRS 16, of approximately EUR 3 million;
- an increase (approximately EUR 137 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 133 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation (EUR 1 million) and greater financial expense (EUR 1 million) linked to the application of the above-mentioned method.

Based on the above, and given the typical nature of the item, in order to best present the business profitability, it has been deemed opportune to recognise, in the adjusted Income Statement, the amortisation of the right-of-use assets during the period and the financial expense on the IFRS 16 liability within the adjusted EBITDA, by way of a reasonable estimate of the lease costs in accordance with the financial expression (periodic instalment) of the same. Similarly, the adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the liability linked to the discounting of future lease payments.

### Asset Rotation – ERG Power

In the first half of 2021, the ERG Group implemented an evaluation process relating to the opportunity for a potential asset rotation of the thermoelectric plants to aid in further accelerating the growth and development of its business model.

Following the close of the first half of 2021, bids from interested operators were received in early July 2021.

The Group, having read the market indications, continued the process of assessing the potential sale of the thermoelectric plant which, at 31 December 2021 (Reporting Date of this document), was still being finalised. Furthermore, at the Reporting Date, the thermoelectric plant was not yet available for immediate sale in its current condition.

In consideration of the above and in application of the provisions of paragraph 12 of IFRS 5, in this document none of the relative Net Assets were classified as assets/liabilities held for sale at 31 December 2021.

During 2022, following the in-depth analysis carried out, Group management began negotiations for the sale of the thermoelectric plant, signing an agreement on 9 February 2022 with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire capital of ERG Power S.r.l. The consideration in terms of Enterprise Value, at 31 December 2021, is EUR 188 million and will be subject to a price adjustment at the closing. This will include, among other things, a monthly décalage mechanism consistent with the expected cash flows of the business plan. It will also include the mark-to-market valuation at the closing of some hedging derivatives included in the scope and relating to part of the energy produced in the future by ERG Power's plants.

Subject, among other things, to the approval of the relevant antitrust authorities and the successful completion of the Golden Power procedure at the Italian Presidency of the Council of Ministers, the deal should be closed within the third quarter of 2022.

## Reconciliation with adjusted operating results

### GROSS OPERATING PROFIT (EBITDA)

Year	(EUR million)	Notes	1 <sup>st</sup> quarter	
			2022	2021
2021				
397	<b>EBITDA for continuing operations</b>		166	101
	<b>Special items exclusion:</b>			
(9)	- IFRS 16 reclassification	1	(3)	(2)
	<b>Italy</b>			
7	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations (Special Projects)	2	1	-
3	- Reversal termination indemnity CEO	3	-	-
2	- Reversal for allocation for provision for disposed businesses	4	-	-
	<b>East Europe</b>			
-	- Reversal of Windfall Tax Romania	5	3	-
399	<b>Adjusted gross operating profit (EBITDA)</b>		168	99

### AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES

Year	(EUR million)	Notes	1 <sup>st</sup> quarter	
			2022	2021
2021				
(228)	<b>Amortisation, depreciation and impairment losses</b>		(62)	(51)
	<b>Special items exclusion:</b>			
5	- IFRS 16 reclassification	1	1	1
22	- Reversal of impairment of Repowering Wind Italy	6	7	-
(201)	<b>Adjusted depreciation and amortisation</b>		(54)	(49)

### PROFIT ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT

Year	(EUR million)	Notes	1 <sup>st</sup> quarter	
			2022	2021
2021				
86	<b>Profit from continuing operations attributable to the owners of the parent</b>		59	33
	<b>Special items exclusion:</b>			
6	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	2	1	-
2	Exclusion termination indemnity CEO	3	-	-
1	Exclusion of expenses related to disposed Businesses	4	0	-
-	Exclusion of impact of WindFall Tax Romania and 10% Extra-profits contribution	5-7	17	-
16	Exclusion of impairment of Repowering Wind Italy	6	5	-
14	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	8	2	1
2	Exclusion of impact of gains/losses (IFRS 9)	9	1	1
127	<b>Adjusted profit from continuing operations attributable to owners of the parent</b>		84	34

1. Reclassification for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous paragraph.
2. Ancillary charges relating to other non-recurring transactions and the acquisitions in the first quarter of 2022 relating to operational solar installations in Spain, as well as the unsuccessful acquisitions.
3. Termination indemnity related to the end of office and succession of the Chief Executive Officer, which took place on 26 April 2021.
4. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group.
5. Impact of "Windfall Tax" legislation application on Corni Eolian SA in Romania.
6. Impairment of the net residual value of the property, plant and equipment and intangible assets of a wind farm in Italy, following the authorisation of a Repowering project.
7. Exclusion of the extraordinary contribution envisaged by Article 37 of Italian Decree Law of 21 March 2022 for approximately EUR 14 million.
8. Financial expense related to the early closure of Corporate loans as part of Liability Management transactions.
9. The Group renegotiated a number of loans during the year. IFRS 9 does not allow for the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability: this resulted in net financial expense of approximately EUR 1 million being accounted for in the first quarter of 2022. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial expense related to the debt service payment, deferring the recognition of benefits of the renegotiation over the remaining term of the liability and not recognising them all in one immediate entry at the time of the amendment. The adjustment commented herein relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.

## Reconciliation of adjusted proforma values 1<sup>st</sup> quarter 2021

### ADJUSTED INCOME STATEMENT

(EUR million)	1 <sup>st</sup> quarter 2021 Adjusted	ERG Hydro	ERG Power	1 <sup>st</sup> quarter 2021 Proforma
Revenue	280	(60)	(83)	137
Other income	1	(1)	(0)	0
<b>Total revenue</b>	<b>281</b>	<b>(61)</b>	<b>(83)</b>	<b>138</b>
Purchases	(66)	(0)	66	(1)
Change in inventories	1	(0)	(0)	1
Services and other operating costs	(39)	6	9	(23)
Personnel expense	(17)	1	1	(14)
<b>Gross operating profit (EBITDA)</b>	<b>161</b>	<b>(54)</b>	<b>(8)</b>	<b>99</b>
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(68)	11	7	(49)
<b>Operating profit (EBIT)</b>	<b>93</b>	<b>(43)</b>	<b>(0)</b>	<b>50</b>
Net financial income (expense)	(8)	(0)	0	(8)
Net gains (losses) on equity investments	0	0	0	0
<b>Profit (loss) before taxes</b>	<b>85</b>	<b>(43)</b>	<b>(0)</b>	<b>42</b>
Income taxes	(21)	12	(0)	(8)
<b>Profit (loss) from continuing operations</b>	<b>65</b>	<b>(30)</b>	<b>(0)</b>	<b>34</b>
Profit (loss) from assets held for sale	0	30	0	31
<b>Profit before non-controlling interests</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>
<b>Non-controlling interests</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Profit (loss) attributable to the owners of the parent</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>

Below is the reconciliation between the Interim Financial Statements and the adjusted interim financial statements shown and commented upon in this document:

### Income Statement 1<sup>st</sup> Quarter 2022

(EUR million)	Consolidated Interim Financial Statements	Reclassi- fication of IFRS 16 impact	Adjustment for impact of IFRS 9	Reversal of special items	Adjusted income statement
Revenue	214	-	-	-	214
Other income	1	-	-	-	1
<b>Total revenue</b>	<b>216</b>	-	-	-	<b>216</b>
Purchases and change in inventories	(3)	-	-	-	(3)
Services and other operating costs	(33)	(3)	-	5	(31)
Personnel expense	(15)	-	-	-	(15)
<b>Gross operating profit (EBITDA)</b>	<b>166</b>	<b>(3)</b>	-	<b>5</b>	<b>168</b>
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(62)	1	-	7	(54)
<b>Operating profit (EBIT)</b>	<b>104</b>	<b>(1)</b>	-	<b>11</b>	<b>114</b>
Net financial income (expense)	(11)	1	1	3	(6)
Net gains (losses) on equity investments	(0)	-	-	0	0
<b>Profit before taxes</b>	<b>92</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>107</b>
Income taxes	(34)	-	(0)	11	(23)
<b>Profit from continuing operations</b>	<b>59</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>25</b>	<b>84</b>
Profit (loss) from assets held for sale	329	-	-	(324)	5
<b>Profit (loss) for the period</b>	<b>388</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(299)</b>	<b>89</b>
Non-controlling interests	(0)	-	-	-	(0)
<b>Profit (loss) attributable to the owners of the parent</b>	<b>388</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(299)</b>	<b>89</b>

## Reclassified statement of financial position at 31 March 2022

(EUR million)	Reported Statement of Financial Position	Adjustment for impact of IFRS 16	Adjusted Statement of Financial Position
Intangible assets	1,007	-	1,007
Property, plant and equipment	1,942	(134)	1,808
Equity investments and other non-current financial assets	34	-	34
<b>Non-current assets</b>	<b>2,983</b>	<b>(134)</b>	<b>2,849</b>
Inventories	17	-	17
Trade receivables	177	-	177
Trade payables	(102)	-	(102)
Excise duties payable to tax authorities	(0)	-	(0)
<b>Net operating working capital</b>	<b>92</b>	<b>-</b>	<b>92</b>
Employee benefits	(4)	-	(4)
Other assets	331	1	332
Other liabilities	(531)	-	(531)
<b>Net invested capital of continuing operations</b>	<b>2,871</b>	<b>(133)</b>	<b>2,738</b>
<b>Net invested capital of assets held for sale</b>	<b>281</b>	<b>(0)</b>	<b>281</b>
<b>Net invested capital</b>	<b>3,152</b>	<b>(133)</b>	<b>3,018</b>
Equity attributable to the owners of the parent	2,150	4	2,153
Non-controlling interests	10	-	10
Non-current financial indebtedness	1,027	(137)	890
Current net financial indebtedness	(35)	-	(35)
<b>Equity and financial indebtedness</b>	<b>3,152</b>	<b>(133)</b>	<b>3,018</b>

Fine Comunicato n.0118-18

Numero di Pagine: 88