



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il progetto di bilancio al 31.12.2022
Aggiornati il Piano Industriale e il Piano ESG 2022-2026
Approvata la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari e
la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario
Proposto l'incremento del dividendo ad 1 euro per azione**

Anno 2022

**MOL consolidato a valori adjusted¹: 537 milioni di Euro, 399 milioni nel 2021 adjusted²
Risultato netto attività continue adjusted: 216 milioni di Euro, 127 milioni nel 2021 adjusted**

Quarto trimestre 2022

**MOL consolidato a valori adjusted 126 milioni di Euro, 145 milioni nel 4° trimestre 2021 adjusted
Risultato netto di Gruppo adjusted: 43 milioni di Euro, 60 milioni nel 4° trimestre 2021 adjusted**

Aggiornamento Piano Industriale 2022-26

Confermata la crescita del portafoglio RES di 2,2 GW per raggiungere 4,6 GW nel 2026 e i 5 GW nel 2027, investimenti di 3,5 miliardi di euro ed un EBITDA nel 2026 superiore ai 650 milioni di euro. Dividendo a 1 € per azione sostenibile nel periodo di Piano

Portafoglio RES in forte crescita dal 2021 ad oggi – La capacità installata del Gruppo nell'eolico e solare è cresciuta di 927 MW da inizio 2021 ad oggi (+526 MW nel 2022), a conferma della capacità di execution di ERG, sia nell'M&A, che ha contribuito per circa il 60%, sia nello sviluppo organico con circa il 40%. Il gruppo ERG è oggi presente in 9 paesi in Europa ed ha raggiunto una capacità installata totale eolica e solare di oltre 3 GW.

Risultati 2022 – EBITDA a 537 milioni di euro, in aumento del 35% in seguito all'incremento della capacità installata nell'anno per 526 MW, grazie al consolidamento dei 228 MW di nuova capacità eolica entrata progressivamente in esercizio all'estero e ad operazioni di M&A nel periodo per 298 MW, oltre che al pieno contributo degli impianti entrati in esercizio o acquistati nel 2021. Utile netto in sensibile aumento in considerazione dei migliori risultati operativi e dei minori oneri finanziari.

Extraprofiti e windfall taxes – Le misure urgenti e temporanee per il contenimento degli effetti derivanti dagli aumenti dei prezzi nel settore elettrico in Italia e all'estero, non incluse nell'EBITDA in quanto *special items*³ hanno avuto complessivamente per il Gruppo nel 2022 un impatto pari a circa 91 milioni lordi di cui circa 63 milioni solo in Italia.

Incremento degli investimenti – Nel 2022 ERG ha investito 946 milioni di euro a dimostrazione del forte impegno del Gruppo nella crescita del portafoglio RES sia in Italia che all'estero. Gli investimenti sono stati effettuati per il 25% nel solare e per il rimanente nell'eolico.

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 Comunicato "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance".

² Si segnala che il confronto dei risultati dell'esercizio 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 adjusted 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 la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente Comunicato "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance".

³ Ovvero componenti reddituali significative aventi natura non usuale.

Guidance 2023: Per il 2023 si stima un margine operativo lordo, al netto di misure di clawback, nell'intervallo compreso tra 500 e 550 milioni, in crescita rispetto al 2022 (502 milioni al netto del clawback), gli investimenti sono previsti nel range compreso tra 400 e 500 milioni. Si rafforza la struttura finanziaria, con un indebitamento finanziario netto atteso tra 1.300 e 1.400 milioni (1.432 milioni a fine 2022), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 euro per azione.

Aggiornamento del Piano ESG 2022-2026 – La strategia sostenibile, sempre più al centro del modello di business, è stata premiata attraverso upgrade e riconoscimenti dei principali rating internazionali, dove ERG si conferma nel Top Tier. Approvata la Dichiarazione Consolidata di carattere Non Finanziario e pubblicato oggi l'Executive Summary che riassume il nostro approccio alla sostenibilità. Si conferma la strategia ESG con obiettivi ancora più sfidanti per continuare il percorso verso una "Just Transition".

Aggiornamento Piano Industriale 2022-2026 – Alla luce del mutato contesto caratterizzato da prezzi e volatilità elevati, il CdA di ERG ha approvato un aggiornamento dei target di piano al 2026 confermando le linee guida strategiche del piano 2022-2026. Confermato l'obiettivo 4,6 GW di installato nel 2026, previsto in aumento a circa 5 GW nel 2027. EBITDA atteso di oltre 650 milioni nel 2026, per l'85-90% di natura quasi-regolata. Investimenti nel periodo 2022-2026 a circa 3,5 miliardi di euro, di cui 946 milioni di euro già investiti nel corso del 2022.

Asset Rotation: confermata strategia di asset rotation per diventare un pure player rinnovabile, attraverso il rilancio della cessione del business termoelettrico.

Strategia finanziaria: indebitamento finanziario netto atteso nel 2026 a 2,3 miliardi di euro e mantenimento di una struttura finanziaria solida e sostenibile coerente con il rating Investment Grade ed un rapporto PFN/Ebitda fino 4 volte nell'arco di piano.

Dividend Policy: dividendo annuale incrementato a 1 euro per azione, sostenibile nell'arco di piano.

Genova, 15 marzo 2023 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022-2026, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2022, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti.

Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2022	2021	Var. %		2022	2021	Var. %
126	145	-13%	MOL	537	399	35%
64	92	-31%	Risultato operativo netto	308	198	56%
43	60	-29%	Risultato netto attività continue	216	127	71%

	31.12.22	31.12.21	Variazione
Indebitamento finanziario netto attività continue (milioni di Euro)	1.434	2.051	617
Leverage⁴	41%	57%	

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG ha commentato: "Siamo molto soddisfatti della performance raggiunta nel 2022, maturata, in un contesto caratterizzato da alta volatilità dei prezzi, pressione sulla supply chain e misure regolatorie straordinarie. Il Gruppo ha dato nuovamente prova della propria resilienza industriale e finanziaria con risultati operativi in forte crescita, trainati dalla maggiore capacità installata, e con una struttura finanziaria solida, nonostante gli ingenti investimenti, pronta a sostenere la futura crescita. In questo contesto di crisi internazionale e di estrema volatilità ERG, con oltre 3 GW di capacità RES installata ad oggi ed una solida pipeline per quasi 4GW, tra eolico e solare, è ancora più determinata nel giocare un ruolo da protagonista nella transizione energetica e nella lotta ai cambiamenti climatici. Confermiamo l'obiettivo di raggiungere i 4,6 GW di capacità installata al 2026 con un EBITDA atteso superiore ai 650 milioni di euro. Target sfidanti ma visibili, con molti progetti in fase avanzata di sviluppo o in costruzione."

⁴ Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli Azionisti, che sarà convocata per il 26 aprile 2023 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 27 aprile 2023 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2023 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 22 maggio 2023 (ex date) e record date il 23 maggio 2023.

La Società ha deciso di avvalersi della facoltà introdotta dal Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, recante "Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19" (convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 e come da ultimo prorogato dall'articolo 3, comma 10-undices del D.L. 29 dicembre 2022, n. 198, convertito con modificazioni dalla Legge 24 febbraio 2023, n.14) prevedendo che (i) gli Azionisti possano intervenire in Assemblea esclusivamente tramite il Rappresentante Designato; (ii) gli organi di amministrazione e controllo della Società nonché il Rappresentante Designato possano intervenire in Assemblea mediante mezzi di telecomunicazione che garantiscano l'identificazione dei partecipanti, la loro partecipazione e l'esercizio del diritto di voto, senza in ogni caso la necessità che si trovino nel medesimo luogo il Presidente ed il segretario verbalizzante.

Piano Industriale 2022-2026 – Risultati ad oggi:

Dal 2021 a oggi la capacità installata del Gruppo nell'eolico e solare è cresciuta di 927 MW a conferma della capacità di *execution* di ERG, sia nell'M&A, che ha contribuito per il 60%, sia nello sviluppo organico con il 40%. La capacità installata del Gruppo ha raggiunto i 3 GW, con un buon mix tra eolico e solare ed una presenza in 9 paesi europei.

Nel corso del 2022 la capacità installata del Gruppo nell'Eolico e Solare è cresciuta di 526 MW, di cui:

- Sviluppo Organico: parchi eolici costruiti ed entrati progressivamente in esercizio nel periodo per un totale di 228 MW e così ripartiti:
 - o 86 MW in UK;
 - o 62 MW in Svezia;
 - o 61 MW in Polonia;
 - o 20 MW in Francia;
- M&A per un totale di 298 MW così ripartiti:
 - o 126 MW di solare in Italia (34 MW) e in Spagna (92 MW)
 - o 172 MW di nuova potenza eolica in Italia;

Nel 2022 si è inoltre registrato un significativo progresso nei progetti di repowering e green field in Italia, con circa 100 MW autorizzati e aggiudicati in asta. Si è dato seguito anche all'obiettivo di "securizzazione dei ricavi" attraverso la sigla di contratti a lungo termine per circa 0,5 TWh nel Regno Unito ed in Italia attraverso l'accordo con Luxottica, della durata di 12 anni, per circa 0,9 TWh di energia verde prodotta dal parco eolico di Partinico-Monreale, il primo di ERG a completare le operazioni di repowering.

Aggiornamento Piano Industriale 2022 – 2026

Nel corso del 2022, il sistema energetico ha subito una crisi senza precedenti per dimensioni e gravità. Gli effetti della guerra in Ucraina, l'aumento dell'inflazione a livello globale, la speculazione sul mercato del gas e la stretta sulle forniture di gas dalla Russia hanno influenzato i prezzi dell'energia ed hanno generato un contesto estremamente volatile.

La transizione energetica verso le energie rinnovabili diventa quindi fondamentale, in primis per contrastare il cambiamento climatico, i cui effetti stanno diventando sempre più drammatici, ma anche per stabilizzare i prezzi per i consumatori e aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Tuttavia, le misure governative straordinarie e poco lungimiranti, come il price-cap e le extra-tassazioni sui profitti delle fonti rinnovabili, hanno generato una percezione di rischio regolatorio e una complessità gestionale senza precedenti nel settore energetico, minando la capacità degli operatori di investire nella transizione energetica.

A fronte di questo mutato contesto, il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato un aggiornamento dei target di piano al 2026 confermando le linee guida strategiche definite per il periodo 2022-2026, rafforzando la strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica e la progressiva securizzazione dei ricavi.

Crescita portafoglio RES

ERG conferma l'obiettivo al 2026 di raggiungere una potenza installata di 4,6 GW e l'ambizione di raggiungere 5 GW nel 2027, con un incremento di 2,2 GW nel periodo 2022-2026, di cui 526 MW già raggiunti nel 2022 e circa 1,7 GW da installare nel periodo 2023-26, attraverso:

- progetti attualmente in costruzione in UK e Repowering in Italia: +0,4 GW;
- ulteriori progetti di repowering nell'eolico in Italia e all'estero: +0,1 GW (su base differenziale);
- progetti greenfield nell'eolico e nel solare: +0,4 GW;
- operazioni di M&A per circa +0,8 GW.

Diversificazione geografica e tecnologica

Confermato il percorso di diversificazione geografica con 9 paesi raggiunti in Europa e l'avvio di geografie quali Spagna e Svezia. Per quanto concerne la diversificazione tecnologica, il solare si conferma strategico con l'obiettivo di raggiungere nel 2026 il 25% di capacità solare.

Investimenti ed EBITDA

L' EBITDA atteso nel 2026 sarà superiore a 650 milioni, per l'85-90% di natura quasi-regolata, grazie a contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati (PPAs, Power Purchase Agreements) e a sistemi CFD governativi.

Gli **investimenti** stanziati per il periodo 2022-26 passano da circa 2,9 miliardi di euro a 3,5 miliardi di euro, di cui 0,9 miliardi di euro già effettuati nel corso del 2022. L'incremento a parità di MW totali è imputabile alle acquisizioni effettuate nel 2022 di asset di elevata qualità con un maggior costo per MW e con una migliore generazione di cassa attesa, oltre che a maggiori costi di costruzione per MW alla luce del mutato contesto di mercato (cosiddetta *greeninflation*).

Strategia Finanziaria

L'indebitamento a fine 2026 sarà pari a 2,3 miliardi di euro, contro i 1,43 miliardi di fine 2022. ERG può contare su una struttura finanziaria solida in grado di supportarne la crescita in modo sostenibile, sempre con l'obiettivo di mantenere il rating Investment Grade BBB- (Fitch).

Innovazione

In qualità di leader nel settore delle energie rinnovabili, ERG continuerà a valutare nuove opportunità di business, cercando di valorizzare tutte le tecnologie innovative in grado di contribuire alla crescita futura del mercato delle RES. A questo proposito il Gruppo sta portando avanti progetti di storage (o accumulo elettrochimico di energia) e sta valutando opportunità nell'eolico offshore flottante.

Asset rotation

Si prevede il completamento del processo di valorizzazione degli asset convenzionali con il rilancio della cessione del CCGT di Priolo che permetterà al gruppo di finalizzare la trasformazione in un modello di business RES puro.

Politica dei dividendi

Alla luce della solidità finanziaria del Gruppo, anche a seguito delle risorse provenienti dalle dismissioni, nonché le positive prospettive di crescita, il Piano Industriale prevede l'incremento del dividendo da 0,90 ad 1 euro per azione nel quinquennio.

Strategia ESG – Aggiornamento Piano ESG 2022-2026

La strategia ESG, sempre più integrata nel modello di business del Gruppo, viene confermata con obiettivi ancora più sfidanti per continuare il percorso verso una "Just Transition". La strategia ESG di ERG si fonda su quattro "pillars", strettamente integrati nel nostro modello di business: Planet, Engagement, People e Governance.

Il piano ESG 2022–2026 prevede 18 obiettivi, ben definiti e misurabili attraverso KPI monitorati costantemente, nell'ottica di garantire un reale contributo alla creazione di valore nel tempo a tutti i nostri stakeholders e al raggiungimento di 14 dei 17 Sustainable Development Goals stabiliti dalle Nazioni Unite, inseriti nel sistema di incentivazione a breve e a lungo termine del management.

Nel 2022 abbiamo compiuto importanti passi avanti nel percorso delineato dal piano ESG e i risultati raggiunti sono in linea con gli obiettivi definiti nel Piano ESG e inclusi anche nel sistema di incentivazione di breve termine.

Variazione perimetro di business nel 2022

- **Idroelettrico**

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.

- **Solare – Valentia**

In data **31 gennaio 2022** ERG ha acquisito da GEI Subasta 1 SA 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 CO2 evitata ogni anno.

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

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

- **Solare – Progetto Siena**

In data **7 luglio 2022** ERG ha perfezionato l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio. Gli impianti, con una potenza installata totale pari a 33,8 MW ed una produzione complessiva annua di 46 GWh, sono entrati in esercizio tra la fine del 2010 e il 2011 e beneficiano del regime tariffario di cui al cosiddetto Conto Energia (II, III e IV).

Il corrispettivo dell'operazione in termini di *enterprise value* al 31 dicembre 2021 è stato pari a circa 128 milioni di euro e l'EBITDA 2021 è stato pari a circa 17 milioni di euro.

Si precisa che le neoacquisite società fotovoltaiche sono state consolidate integralmente a partire dal 1° luglio 2022.

- **Eolico – Progetto Donatello**

In data **9 settembre 2022**, ERG ha acquistato da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. l'intero capitale sociale di sette società, proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia. Gli impianti, con una capacità installata totale pari a 172 MW ed una produzione complessiva annua di circa 400 GWh, beneficiano di un regime tariffario "CfD" (contratto per differenza) con il GSE della durata di 20 anni a partire dalla loro entrata in esercizio, avvenuta tra il 2018 e la fine del 2021.

Il corrispettivo dell'operazione in termini di *enterprise value* al 31 dicembre 2021 è stato pari a circa 420 milioni di euro e l'EBITDA per il primo semestre 2022 pari a circa 36 milioni di euro.

Si precisa che le neoacquisite società eoliche sono state consolidate integralmente a partire dal 1° agosto 2022.

Inoltre, nel corso del 2022, sono entrati in esercizio due parchi eolici nel Regno Unito per una capacità complessiva pari a 86 MW, due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva pari a 27 MW, due parchi eolici in Polonia per complessivi 61 MW ed un parco eolico in Svezia per 62 MW, tutti sviluppati e costruiti internamente dal Gruppo.

Commento ai risultati del periodo

Quarto Trimestre 2022

Si premette che i risultati adjusted non includono gli effetti delle misure (claw-back) transitorie introdotte nel corso del periodo in diverse country che comportano restituzioni con un impatto negativo stimabile – in attesa di chiarimenti applicativi – in circa 15 milioni di euro sul margine operativo lordo ed in circa 30 milioni di euro sull'utile netto del perimetro attività continue.

Nel quarto trimestre 2022 i **ricavi adjusted** sono pari a **187 milioni** e registrano una riduzione di 33 milioni rispetto al quarto trimestre 2021 adjusted⁵ (219 milioni), principalmente per effetto dei minori prezzi di vendita e dei minori volumi registrati nel periodo in Italia ed Est Europa rispetto a quelli particolarmente elevati del quarto trimestre 2022. Tali risultati negativi, risultano in parte mitigati dal contributo derivante dalle recenti acquisizioni in Italia⁶, al pieno contributo della capacità entrata in esercizio alla fine del 2021, oltre alle acquisizioni effettuate nel solare estero e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed operativi progressivamente nel corso dell'esercizio. Le **produzioni** sono risultate pari a **1,3 TWh**, in crescita del 5% (65 GWh) rispetto al medesimo periodo del 2021, per effetto del consolidamento del nuovo perimetro. In Italia i ricavi unitari nel trimestre risultano in riduzione 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. L'effetto dei maggiori prezzi ha influito principalmente in Francia e Germania per effetto dei contratti finanziari stipulati in corso d'anno a prezzi superiori a quelli verificatisi sul mercato.

Il **margine operativo lordo adjusted**⁷, al netto degli special items, si attesta a 126 milioni, in riduzione di 19 milioni rispetto ai 145 milioni registrati nel quarto trimestre 2021 proforma. In sintesi:

ITALIA

- **Eolico (-52 milioni):** margine operativo lordo pari a 46 milioni, in riduzione rispetto al quarto trimestre 2021 adjusted (98 milioni) per effetto dei minori volumi registrati nel periodo rispetto all'elevata ventosità del medesimo periodo del 2021 (529 GWh nel quarto trimestre 2022 di cui 91 GWh derivanti dai nuovi parchi rispetto al 625 GWh del 2021) in parte compensato dal contributo di 12 milioni dei neoacquisiti asset eolici (172 MW), consolidati integralmente a partire dal 1° agosto. L'effetto prezzi risulta in riduzione rispetto al quarto trimestre del 2021 per effetto del minor valore dell'incentivo a parità di prezzi di mercato.
- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 10 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2021 adjusted (8 milioni) dell'acquisizione di 34 MW, consolidati dal 1° luglio, con impatto nel trimestre di 3 milioni. Il risultato è in parte ridotto dai volumi lievemente inferiori (38 GWh nel quarto trimestre 2022 di cui 9 GWh derivanti dai nuovi parchi rispetto ai 30 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi, al netto dei derivati di copertura e dell'effetto perimetro, è risultato neutro.

ESTERO

- **Eolico (+30 milioni):** margine operativo lordo pari a 77 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2021 adjusted (47 milioni) per il pieno contributo dei parchi energizzati a fine 2021 e nel corso del 2022; oltre all'effetto dei migliori prezzi catturati in alcune geografie in parte compensati dalla minore ventosità riscontrata in East Europe.
- **Solare (+1 milioni):** margine operativo lordo pari a 2 milioni nel quarto trimestre 2022 grazie al pieno contributo dei parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro del quarto trimestre legato agli impianti acquisiti o entrati in esercizio a partire dalla fine del 2021 è pari a 28 milioni.

⁵ Si segnala che il confronto dei risultati dell'esercizio 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 adjusted 2021 indicando nella riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5.

⁶ Si precisa che gli impianti solari acquisiti da ABN Amro Sustainable Impact PE B.V. (per complessivi 34 MW) sono consolidati integralmente a partire dal 1° luglio 2022, mentre gli impianti eolici acquisiti da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. (per complessivi 172 MW) sono consolidati integralmente a partire dal 1° agosto 2022.

⁷ 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 17 milioni. Il margine operativo lordo adjusted non include il contributo del business termoelettrico, considerato in corso di cessione e riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 64 milioni (92 milioni nel quarto trimestre 2021 adjusted) dopo ammortamenti per 63 milioni in incremento rispetto al quarto trimestre 2021 (53 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi entrati in operatività in Regno Unito e Polonia sviluppati internamente, oltreché del contributo degli asset eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 in Italia e all'estero, solo in parte compensati da minori ammortamenti per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici in Italia.

Il **risultato netto delle attività continue adjusted** è stato pari a 43 milioni in diminuzione rispetto al 2021 adjusted (60 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, in riduzione a seguito del pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021, solo in parte compensato da un effetto perimetro a seguito delle acquisizioni avvenute nel 2022. Si precisa, inoltre, che la voce non include l'impatto (-10 milioni, al netto delle relative imposte) delle normative relative all'applicazione del price cap in Europa (*clawback*), degli effetti dell'applicazione dell'art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter) (oneri per 1 milione, al netto delle relative imposte), l'impatto derivante dal Contributo Straordinario in Italia per 19 milioni; tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, per complessivi 30 milioni, sono state isolate come *special items*.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l.⁸, proprietaria dell'impianto CCGT rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a 42 milioni, in diminuzione rispetto al risultato del 2021 (72 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a -80 milioni in diminuzione rispetto ai 72 milioni positivi del 2021 adjusted. Il risultato comprende principalmente le svalutazioni degli asset eolici oggetto di Repowering (pari a circa 14 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (16 milioni), la svalutazione del CCGT in corso di cessione (66 milioni), oltreché i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia (*clawback*), (pari a 20 milioni in Italia⁹ e 10 milioni all'Estero) ed il contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, riclassificato alla riga "attività destinate ad essere cedute".

Anno 2022

Si premette che i risultati *adjusted* non includono gli effetti delle misure (*claw-back*) transitorie introdotte nel corso del periodo in diverse country che comportano restituzioni con un impatto negativo stimabile – in attesa di chiarimenti applicativi – in circa 35 milioni di euro sul margine operativo lordo ed in circa 83 milioni di euro sull'utile netto del perimetro attività continue.

Nel 2022 i **ricavi adjusted** sono pari a **749 milioni** e registrano un incremento di **148 milioni** rispetto al 2021 adjusted (601 milioni), il cui contributo è riconducibile principalmente alle recenti acquisizioni in Italia e al pieno contributo della capacità installata nel corso del precedente anno, oltre che alle acquisizioni effettuate all'estero e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed operativi progressivamente nel corso dell'esercizio.

Le **produzioni** sono risultate pari a **5,0 TWh**, in crescita del 19% (0,8 TWh) rispetto al 2021, per effetto dei volumi derivanti dalla maggiore capacità. 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 di copertura. L'effetto dei maggiori prezzi ha influito all'estero, soprattutto in Germania ed Est Europa, in funzione dei loro specifici meccanismi di incentivazione. In Italia i ricavi unitari sono in lieve riduzione rispetto al 2021, in quanto larga parte della produzione è ceduta a prezzi prefissati attraverso contratti stipulati in esercizi precedenti, mentre si registra un significativo decremento del valore unitario dell'incentivo GRIN.

⁸ Si precisa che i risultati *adjusted* delle *discontinued operations* includono il pieno contributo degli ammortamenti del business termoelettrico. Si segnala che il margine operativo lordo del CCGT nel 2022 è stato pari a 5 milioni nel quarto trimestre 2022.

⁹ L'importo indicato è comprensivo di 4 milioni di euro relativi al business termoelettrico.

Il **marginale operativo lordo *adjusted*¹⁰**, al netto degli special items, si attesta a **537 milioni**, in aumento di **138 milioni** rispetto ai 399 milioni registrati nel 2021 *adjusted*. In sintesi:

ITALIA

- **Eolico (-25 milioni):** margine operativo lordo pari a 218 milioni, in riduzione rispetto al 2021 *adjusted* (243 milioni) a seguito dei minori volumi registrati per effetto della minore ventosità (2.062 GWh nel 2022, di cui 145 GWh derivanti dai nuovi asset, rispetto ai 2.078 GWh del 2021) ed ai minori prezzi catturati in parte compensati dal contributo dei neoacquisiti asset eolici, consolidati integralmente dal 1° agosto (34 milioni). Al netto dell'effetto perimetro, i prezzi di vendita catturati risultano inferiori all'anno precedente in quanto l'effetto scenario prezzi è stato compensato dal minor valore dell'incentivo (43€/MWh rispetto ai 109€/MWh del 2021) oltreché dai derivati di copertura.
- **Solare (+12 milioni):** margine operativo lordo pari a 77 milioni, in aumento rispetto al 2021 *adjusted* (65 milioni) principalmente per effetto della maggiore capacità installata (34 MW) a seguito dell'acquisizione di 18 impianti fotovoltaici, consolidati dal 1° luglio e per effetto dei maggiori volumi registrati (250 GWh nel 2022 di cui 23 GWh, derivanti dal consolidamento dei nuovi asset, rispetto a 216 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi, al netto dei derivati di copertura, è risultato sostanzialmente neutro.

ESTERO

- **Eolico (+129 milioni):** margine operativo lordo pari a 244 milioni, in aumento rispetto al 2021 *adjusted* (115 milioni) per il pieno contributo derivante dagli incrementi di perimetro del 2021 in UK, Francia e Germania, oltreché per effetto dei migliori prezzi catturati ed alla maggiore ventosità riscontrata in Est Europa e Germania. Inoltre, i risultati beneficiano del progressivo contributo dei 229 MW di nuova capacità installata nel 2022.
- **Solare (+22 milioni):** margine operativo lordo pari a 23 milioni grazie al contributo sull'intero anno dei parchi consolidati in Francia (79 MW) nel secondo semestre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 118 milioni, grazie al pieno contributo dei nuovi impianti entrati in esercizio o acquistati nel 2021, oltreché alle acquisizioni ed energizzazioni effettuate nel corso del 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.

Il **risultato operativo netto *adjusted*** è stato pari a **308 milioni** (198 nel 2021 *adjusted*) dopo ammortamenti per 229 milioni, in aumento rispetto al 2021 (201 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi entrati in operatività in Regno Unito, Francia e Polonia sviluppati internamente, oltre che del significativo contributo degli asset eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 in Italia e all'estero, solo in parte compensati da minori ammortamenti per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici in Italia.

Il **risultato netto delle attività continue *adjusted*** è pari a **216 milioni** in sensibile aumento rispetto al 2021 *adjusted* (127 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, in riduzione a seguito del pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021, solo in parte compensato da un effetto perimetro a seguito delle acquisizioni avvenute nel 2022. Si precisa, inoltre, che la voce non include l'impatto (-23 milioni, al netto delle relative imposte) delle normative relative all'applicazione del price cap in Europa (*claw-back*), degli effetti dell'applicazione dell'art. 15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter) (oneri per 5 milioni, al netto delle relative imposte), l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21/2022 in Italia pari a circa 37 milioni¹¹ ed il Contributo Straordinario in Italia per 19 milioni; tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, per complessivi 83 milioni, sono state isolate come *special items*.

¹⁰ il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 12 milioni, agli altri effetti negativi degli special items per circa 42 milioni. Si precisa inoltre che il margine operativo lordo *adjusted* non include il contributo del business termoelettrico (57 milioni), destinato alla vendita e riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

¹¹ Tale impatto è stato calcolato sulla base di un'aliquota pari al 25% per il periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2021 e il 30 aprile 2022. L'importo indicato considera il perimetro relativo alle attività continue, non comprensivo pertanto di ulteriori 4 milioni di euro relativi al business termoelettrico, rilevato nelle attività discontinue, essendo destinato alla vendita.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l.¹², proprietaria dell'impianto CCGT rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a **232 milioni**, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2021 (202 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a **379 milioni** in aumento rispetto ai 173 milioni del 2021 *adjusted*. Il risultato comprende principalmente 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 le svalutazioni degli asset eolici oggetto di Repowering (pari a circa 14 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (16 milioni), la svalutazione del CCGT in corso di cessione (66 milioni), i costi legati alle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2022 (pari a circa 2 milioni), oltreché i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia (*claw-back*), (pari a 65 milioni in Italia¹³ e 23 milioni all'Estero) ed il contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, riclassificato alla riga "attività destinate ad essere cedute".

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.434 milioni**, in diminuzione (-617 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 (523 milioni¹⁴), in parte compensato dalle acquisizioni in Italia, Spagna e UK (638 milioni), dagli investimenti del periodo (307 milioni), dai dividendi distribuiti agli azionisti (139 milioni), dal pagamento delle imposte (92 milioni)¹⁵, oltreché dalla variazione dell'area area di consolidamento con l'uscita del business idroelettrico e termoelettrico, quest'ultimo rendicontato tra le attività discontinue. Si segnala che ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, presenta una posizione debitoria al 31 dicembre 2022 pari a 98 milioni di euro.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 153 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 a 157 milioni, al 31 dicembre 2022.

Investimenti

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2022	2021		2022	2021
56	3	Italia	653	18
1	65	Francia	11	220
0	150	Germania	1	151
52	23	UK	123	123
4	0	Spagna	100	0
2	12	Svezia	36	57
2	12	Est Europa	20	47
2	2	Corporate	3	3
123	267	Totale Investimenti	946	617

Nel 2022, gli **investimenti** sono stati pari a **946 milioni** (617 nel 2021 *adjusted*) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari (115 milioni) ed eolici (396 milioni) in Italia e di parchi solari in Spagna (100 milioni) avvenuta nel mese di gennaio 2022, all'acquisizione di una società che detiene i permessi per la costruzione e l'esercizio di un parco eolico in Irlanda del Nord (27 milioni) ed alle attività di sviluppo organico (282 milioni di Euro rispetto ai 215 milioni nel 2021 *adjusted*), in particolare correlate al completamento dei parchi eolici in UK per circa 179 MW (di cui 50 MW entrati in funzione a fine ottobre e 36 MW a metà dicembre), Polonia per 61 MW (di cui 24,5 MW entrati in funzione nel mese di giugno e 36 MW nel mese di ottobre), Francia 20 MW (entrati in funzione nel mese di giugno) e Svezia per 62 MW (entrato in funzione a fine novembre), 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. Sul solare Italia proseguono le attività di revamping degli impianti (15 milioni), volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi. Inoltre, proseguono gli investimenti nell'area ICT e nei progetti minori di mantenimento.

¹² Si precisa che i risultati *adjusted* delle *discontinued operations* includono il pieno contributo degli ammortamenti del business termoelettrico. Si segnala che il margine operativo lordo del CCGT nel 2022 è stato pari a 56 milioni (29 milioni nel 2021).

¹³ L'importo indicato è comprensivo di 4 milioni di euro relativi al business termoelettrico.

¹⁴ Include il margine operativo lordo *adjusted*, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

¹⁵ L'importo include il pagamento dell'acconto ai sensi dell'art.37 del D.L. n.21/2022 pari a circa 39 milioni, oltreché i versamenti delle imposte dirette.

Nel quarto trimestre 2022, gli **investimenti** sono stati pari a 123 milioni (267 milioni nel quarto trimestre 2021 adjusted) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di una società che detiene i permessi per la costruzione e l'esercizio di un parco eolico in Irlanda del Nord (27 milioni) e al proseguimento e completamento delle attività di sviluppo organico, in particolare le costruzioni dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW, Polonia per 36 MW e Svezia per 62 MW, al proseguimento delle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 193 MW di nuova capacità eolica. Sul solare Italia proseguono le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

Dati operativi per Paese

Quarto trimestre 2022

Italia

Nel quarto trimestre 2022 la produzione di energia elettrica in Italia risulta pari a 567 GWh, di cui 529 GWh da fonte eolica e 38 GWh da impianti fotovoltaici, in riduzione rispetto al medesimo periodo del 2021 (655 GWh di cui 625 da fonte eolica e 30 GWh da impianti solari), per effetto della minore ventosità rispetto a quella elevata nel medesimo periodo 2021 (-30%) nonostante il perimetro derivante dalle acquisizioni di impianti eolici e solari effettuate nel corso dell'anno (100 GWh).

Estero

Nel quarto trimestre 2022 la produzione di energia elettrica all'Estero risulta pari a 763 GWh, di cui 725 GWh da fonte eolica e 38 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (596 GWh da sola fonte eolica e 23 GWh da impianti solari) per effetto dell'incremento del perimetro derivante dagli impianti entrati in esercizio a fine 2021 e nel corso del 2022 (113 GWh) e all'acquisizione del solare in Spagna (26 GWh) in parte compensati dalla minore ventosità del periodo.

Anno 2022

ITALIA

Nell'anno 2022 la produzione di energia elettrica in Italia risulta pari a **2.312 GWh**, di cui 2.062 GWh da fonte eolica e 250 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (2.295 GWh di cui 2.078 GWh da fonte eolica e 216 GWh da fonte solare), per effetto del perimetro derivante dagli asset acquisiti nel terzo trimestre e del miglior irraggiamento (+5%), parzialmente compensato da una minore ventosità (-8%) sugli altri asset.

I **ricavi** registrati **nel 2022** risultano in aumento grazie al contributo delle società solari ed eoliche acquisite nel terzo trimestre 2022, nonché dalle maggiori produzioni 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 dal minor valore unitario dell'incentivo GRIN (da 109,4 a 42,9 €/MWh).

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e delle coperture, nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 134 Euro/MWh in riduzione rispetto al 2021 (149 Euro/MWh nel 2021), per effetto del già citato minor valore dell'incentivo GRIN e delle coperture effettuate. Si specifica che una parte significativa dei volumi del 2021 si è registrato nel quarto trimestre, e quindi caratterizzato da prezzi di mercato molto elevati, oltre al già citato maggior prezzo dell'incentivo GRIN.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 346 €/MWh (335 €/MWh del 2021), in aumento per effetto dei neoacquisiti parchi solari non oggetto di coperture.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia nel **2022** è pari a 295 milioni, in riduzione rispetto al 2021 (308 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al 2021 *adjusted* a seguito del contributo dei neoacquisiti parchi eolici e fotovoltaici nel corso del 2022, solo parzialmente compensato da minori ammortamenti per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Investimenti

Gli investimenti **nel 2022 (653 milioni)** si riferiscono principalmente alle acquisizioni di parchi eolici e solari avvenute nel terzo trimestre 2022, 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 proseguono le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

ESTERO

Francia

Nell'Anno 2022 la **produzione di energia elettrica in Francia** risulta pari a **1.076 GWh**, di cui 982 GWh da fonte eolica e 94 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al 2021 (889 GWh) per effetto perimetro (+221 GWh) derivante dall'acquisizione degli impianti eolici e solari consolidati tra giugno e ottobre 2021 e dall'entrata in esercizio di due parchi sviluppati internamente. Tale effetto perimetro risulta in parte compensato dalla minore ventosità riscontrata nel periodo.

I **ricavi** registrati nel 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 in Francia** pari a 98 €/MWh risultano in aumento rispetto al 2021 (88 €/MWh) grazie agli impianti a mercato a seguito dell'uscita dal periodo di incentivazione, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 €/MWh, in aumento rispetto al 2021 per effetto del diverso mix di produzioni con tariffe differenti.

Il **marginale operativo lordo adjusted in Francia 2022** è pari a 63 milioni, in incremento rispetto al 2021 (45 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

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

Investimenti

Gli investimenti del 2022 (11 milioni) si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di un nuovo parco eolico entrato in esercizio nel mese di giugno (20 MW).

Germania

Nel 2022 la **produzione di energia elettrica in Germania** risulta pari a **556 GWh**, in aumento rispetto al 2021 (428 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo e del perimetro dei primi nove mesi derivante dall'acquisizione degli impianti eolici consolidati a ottobre 2021 (+80 GWh), oltre che per maggiori prezzi catturati a seguito dei prezzi di mercato superiori alle tariffe incentivate.

I **ricavi** registrati nel 2022 risultano in aumento rispetto al 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche, l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia e il perimetro derivante dai parchi acquisiti nel 2021.

I ricavi netti unitari dell'eolico in Germania pari a 172 €/MWh risultano fortemente in rialzo rispetto al 2021 (112 €/MWh), in quanto il meccanismo incentivante ha beneficiato dell'incremento dello scenario prezzi di mercato superiore alla soglia minima contrattuale.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Germania del 2022 è pari a 72 milioni, in sensibile incremento rispetto al 2021 (28 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al 2022 a seguito del contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

Investimenti

Gli investimenti nel 2022 si riferiscono ad attività di manutenzione volte a mantenere l'elevata efficienza degli impianti.

UK e Svezia

Nel **2022 la produzione di energia elettrica in UK e Svezia** risulta pari a **226 GWh** e si riferisce principalmente agli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio a fine 2021 in Nord Irlanda (70 MW), oltre ai primi contributi derivanti dagli impianti entrati in esercizio tra fine ottobre e dicembre in Scozia (86 MW) e Svezia (62 MW).

I **ricavi** registrati nel **2022** risultano pari a 34 milioni con ricavi netti unitari che si attestano a 150 €/MWh nel 2022, principalmente riconducibili alle vendite in Nord Irlanda effettuate tramite un contratto PPA. Inoltre, a partire da fine anno, i ricavi iniziano ad includere le prime vendite in Scozia e Svezia. Il **marginale operativo lordo adjusted** in UK e Svezia nel **2022** si attesta a 24 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti **2022** si riferiscono alle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW previsti in entrata in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 e in Svezia per 62 MW entrati in esercizio a fine 2022.

Spagna

Nel **2022** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 171GWh e si riferisce agli impianti solari acquisiti a gennaio 2022 (92 MW).

I **ricavi** registrati **2022** risultano pari a 22 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 126 €/MWh in quanto la produzione risulta essere esposta, di fatto, ai prezzi di mercato.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Spagna del **2022** si attesta a 18 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

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

Est Europa

Nel **2022** la **produzione di energia** elettrica in Est Europa risulta pari a 615 GWh, in aumento rispetto al 2021 (546 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nei primi mesi dell'anno oltre che per l'entrata in esercizio di due parchi eolici sviluppati internamente in Polonia (24,5 MW a luglio e 36 MW a fine ottobre).

I **ricavi** registrati **nel 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 Est Europa, che includono il certificato che si somma al prezzo dell'energia, risultano pari a 169 €/MWh, in forte rialzo rispetto al 2021 (119 €/MWh), a seguito dell'incremento di scenario in particolare nei primi nove mesi dell'anno. Si ricorda, infatti, che a partire dal primo ottobre, le misure (*wind fall tax*) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per i nostri impianti a vendere a 450 lei/MWh (circa 90 €/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Est Europa nel **2022** è pari a 90 milioni, in forte incremento rispetto al 2021 (45 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti del **2022** si riferiscono alle attività di costruzione di due parchi eolici in Polonia per circa 61 MW, di cui 24,5 entrati in esercizio nel mese di luglio ed i restanti nel mese di ottobre.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Italia

Data	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 03/01/2022	Idroelettrico	ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l..
Comunicato Stampa del 26/01/2022	Corporate/ESG	ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg.
Comunicato Stampa del 31/01/2022	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.
Comunicato Stampa del 09/02/2022	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).
Comunicato Stampa del 10/02/2022	Corporate/ESG	ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project).
Comunicato Stampa del 23/02/2022	Storage	ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia.
Comunicato Stampa del 15/03/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e ESG 2022-2026.
Comunicato Stampa del 26/04/2022	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.
Comunicato Stampa del 13/05/2022	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
Comunicato Stampa del 01/06/2022	Solare	ERG ha siglato l'accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.
Comunicato Stampa del 15/06/2022	Corporate/ESG	ERG rafforza il suo impegno in ambito ESG. Firma dei Women's Empowerment Principles e ingresso nello United Nations Global Compact. MSCI conferma il rating "AA". Il Gruppo inoltre entra nella Top 10 del "Integrated Governance Index 2022".
Comunicato Stampa del 16/06/2022	Corporate	San Quirico e IFM Investors annunciano la costituzione di una partnership strategica a lungo termine riguardante ERG S.p.A. Il family office della famiglia Garrone-Mondini e IFM NZIF hanno firmato un accordo storico, in base al quale IFM NZIF e le rispettive società collegate acquisiranno un interesse iniziale del 35% in una nuova holding da costituire che, a sua volta, deterrà circa il 62,5% di ERG.
Comunicato Stampa del 07/07/2022	Solare	Perfezionata l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.

Comunicato Stampa del 29/07/2022 e 09/09/2022	Eolico	ERG ha acquistato da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. l'intero capitale sociale di sette società proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia con una capacità installata pari a 172 MW.
Comunicato Stampa del 09/09/2022	Corporate	L'Ing. Marco Costaguta – Consigliere non esecutivo nonché membro del Comitato Strategico – ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A.
Comunicato Stampa del 15/09/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, il Dott. Renato Pizzolla quale nuovo Consigliere non esecutivo della Società e componente del Comitato Strategico.
Comunicato Stampa del 15/09/2022	Corporate	Closing dell'operazione tra San Quirico e IFM Investors per la costituzione di una partnership strategica a lungo termine riguardante ERG S.p.A. (vedasi CS del 16 giugno 2022).
Comunicato Stampa del 23/09/2022	Termoelettrico	Con riferimento all'operazione di cessione ad Enel Produzione S.p.A. della partecipazione detenuta da ERG Power Generation S.p.A. in ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale cogenerativa (CCGT) sita in Priolo Gargallo, subordinata all'approvazione dell'operazione da parte delle competenti Autorità Antitrust (vedasi CS del 9 febbraio 2022), si rende noto che l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), con provvedimento del 23 settembre 2022, non ha autorizzato la suddetta operazione.
Comunicato Stampa del 30/09/2022	Corporate/ESG	Moody's ESG Solutions (precedentemente Vigeo Eiris), una delle principali agenzie internazionali di rating ESG, ha confermato ad ERG il Rating Advanced, il più elevato nella sua scala di valutazione, con il punteggio di 65/100, premiando la continua crescita della performance ESG del Gruppo negli ultimi 3 anni. ERG entra così nel top 2% della classifica mondiale di Moody's ESG Solutions che annovera 4.906 aziende, aggiudicandosi il 100° posto e registrando una crescita di due punti nella scala di valutazione.
Comunicato Stampa del 03/10/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione ha tristemente preso atto della prematura scomparsa di Elena Spagnol, Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A.. Il Consiglio di Amministrazione, il Collegio Sindacale e le persone del Gruppo ERG, nel ricordare Elena Spagnol per la passione, la competenza e l'impegno professionale e umano straordinario profuso verso la Società, hanno espresso il loro cordoglio e si sono raccolte intorno alla famiglia nel dolore per la grave perdita. Ai sensi di quanto previsto dall'art. 22 dello Statuto, il Sindaco Supplente Paolo Prandi subentra nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A., fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A..
Comunicato Stampa del 27/10/2022	Corporate	Sottoscrizione con un pool di banche italiane ed internazionali di una linea di credito revolving "Sustainability – Linked" per un importo pari a 600 milioni di euro con una durata triennale e opzione di estensione per ulteriori due anni. La linea di finanziamento, in linea con i Sustainability-Linked Loan Principles, prevede un adeguamento dei margini al raggiungimento di specifici obiettivi ESG, inclusi nel piano industriale 2022-2026 del Gruppo. In particolare, gli obiettivi ESG si riferiscono alla crescita del portafoglio rinnovabile e alla Diversity & Inclusion. L'operazione, la prima di questo tipo per ERG, rafforza la struttura finanziaria del Gruppo, incrementandone la flessibilità, il profilo di liquidità e, nello stesso tempo, contribuisce allo sviluppo sostenibile del Gruppo.
Comunicato Stampa del 03/11/2022	Corporate	ERG conferma il proprio impegno sostenibile e rafforza il sistema di governance volto a evolvere la sua cultura inclusiva con l'introduzione della "Policy per il contrasto agli episodi di Violenza, Molestie e Bullismo nei luoghi di lavoro".

Comunicato Stampa del 26/11/2022	Corporate	Assegnato a ERG l'Oscar di Bilancio 2022 per la categoria "Medie e piccole imprese quotate". Il premio viene attribuito alle aziende che attraverso il proprio bilancio non solo rendicontano il proprio operato, ma dimostrano di voler condividere risultati e obiettivi con gli stakeholder attraverso una comunicazione puntuale e trasparente.
Comunicato Stampa del 29/11/2022	Corporate	ERG entra nell'indice FTSE MIB, l'indice di riferimento principale di Euronext Milan, mercato regolamentato organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., composto dai 40 maggiori titoli per liquidità e volume di scambi che rappresenta circa l'80% della capitalizzazione di mercato nazionale.
Comunicato Stampa del 13/12/2022	Corporate/ESG	ERG entra nella "A List" (precedentemente A-), di CDP (Carbon Disclosure Project), l'organizzazione globale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance nella gestione del climate change, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra.

Estero

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 31/01/2022	Spagna	Solare	ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 SA 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.
Comunicato Stampa del 24/03/2022	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.
Comunicato Stampa del 09/06/2022	Francia	Eolico	ERG annuncia la messa in esercizio del parco eolico di Les Bouchats in Francia, situato nella regione Grand-Est per un totale di 19,8 MW.
Comunicato Stampa del 7/07/2022	Polonia	Eolico	Messa in esercizio del parco eolico di Piotrków, situato nella parte settentrionale della Polonia, per un totale di 24,5 MW.
Comunicato Stampa del 13/10/2022	UK	Eolico	ERG annuncia l'avvio dei primi 50 MW del parco eolico di Sandy Knowe, a Dumfries & Galloway, nel sud della Scozia. I restanti 36 MW entreranno in esercizio nel corso del primo trimestre del 2023.
Comunicato Stampa del 14/10/2022	UK	Eolico	ERG ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote della società Corlacky Energy Ltd., interamente controllata da RES, che detiene i permessi per la costruzione e l'esercizio del parco eolico di Corlacky in Irlanda del Nord. Il progetto sarà costituito da 11 turbine per una capacità installata totale attesa fino a 47 MW.
Comunicato Stampa del 24/10/2022	Polonia	Eolico	ERG ha annunciato l'avvio del parco eolico di Laszki in Polonia (36 MW). Il parco, sviluppato e costruito internamente, è composto da 18 turbine Vestas V100 da 2,0 MW per una capacità installata di 36 MW e una produzione complessiva a regime di circa 90 GWh annui, evitando l'emissione di 76 kt di CO2 ogni anno.
Comunicato Stampa del 25/11/2022	Svezia	Eolico	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Furuby (62MW), nel sud della Svezia. Il parco si compone di 10 turbine Siemens Gamesa di ultima generazione da 6,2 MW la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3.400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.

Comunicato Stampa del 16/12/2022	UK	Eolico	Completamento dell'estensione del parco eolico di Sandy Knowe (36 MW).
Comunicato Stampa del 23/12/2022	Spagna	Solare	ERG ha sottoscritto con Renertia Investment Company un accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di una società proprietaria di un impianto solare fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella comunidad autónoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MWp. L'impianto, costruito da Aresol durante il 2022 è in fase di test e commissioning e si prevede la sua entrata in esercizio nei primi mesi del 2023.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 12/01/2023	Scozia	Eolico	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO2 ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
Comunicato Stampa del 18/01/2023	Italia	Corporate	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54esimo posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
Comunicato Stampa del 31/01/2023	Italia	Corporate	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
Comunicato Stampa del 1/02/2023	Italia	Corporate	ERG ha comunicato i dati relativi alle azioni in circolazione e al numero dei diritti di voto costituenti il capitale sociale al 1° febbraio 2023.
Comunicato Stampa del 9/03/2023	Italia	Eolico	EssilorLuxottica ed ERG firmano un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.

Evoluzione prevedibile FY 2023

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da estrema volatilità ed incertezza. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità è estremamente volatile ed in netto calo nei primi mesi del 2023 rispetto agli elevati prezzi registrati nel 2022. Il contesto regolatorio è in continua evoluzione ed incerto, in particolare per quanto riguarda le numerose e non coordinate misure emergenziali che si sono susseguite negli ultimi mesi, sia a livello dei singoli Paesi, sia Europeo. A queste si aggiungono le istanze di revisione nel medio termine del mercato elettrico a livello europeo, con più ampi spazi per la contrattualizzazione di lungo termine dell'energia. 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. 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 performance nel 2023 rispetto al 2022, rappresentato al netto della migliore stima degli impatti derivanti dalle misure emergenziali (c.d. *claw back measures*) previste nei vari Paesi e/o a livello europeo. Si segnala che anche il confronto con l'anno prima è al netto delle suddette misure.

Italia

Il **marginale operativo lordo del Wind è previsto in lieve aumento** rispetto al 2022 per effetto del pieno contributo derivante dagli asset consolidati a partire dal 1° agosto 2022 (172 MW), dall'entrata in esercizio nel corso dell'anno di due impianti oggetto di Repowering per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti) e di un parco di nuova costruzione (47 MW). Tali maggiori risultati saranno in parte compensati dall'azzeramento dell'incentivo GRIN nel 2023 a seguito degli elevati valori del PUN registrati nel 2022.

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto in aumento** prevalentemente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione di 34 MW avvenuta a luglio 2022.

Si stima per l'esercizio 2023 un **Marginale Operativo Lordo Wind & Solar Italia in aumento** rispetto al 2022.

Esteri

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2022 grazie al pieno contributo dei parchi eolici entrati in esercizio progressivamente nel corso del 2022 in UK (86 MW), Svezia (62 MW), Polonia (61 MW) e Francia (20 MW), oltre all'avvio a inizio 2023 del parco in Scozia (92 MW). Tale maggior risultato è in gran parte compensato dal minor prezzo di vendita rispetto a quello catturato nel corso del 2022 in alcune geografie, anche per effetto delle misure di claw-back vigenti dal 1° dicembre 2022.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in aumento** rispetto al 2022 principalmente per effetto del contributo derivante dal parco in corso di acquisizione in Spagna (25 MW).

Il **Marginale Operativo Lordo Wind & Solar all'estero è pertanto atteso in leggera crescita** rispetto al 2022.

Guidance 2023

Per l'esercizio 2023 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 500 e 550 milioni, in lieve incremento rispetto al risultato 2022 al netto dell'impatto delle *claw back measures* (502 milioni, nettati di 35 milioni di *claw back measures*).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 400 e 500 milioni (946 milioni nel 2022) ed includono il completamento dei parchi entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023, le attività di costruzione in corso e l'acquisizione di un parco fotovoltaico in Spagna in attesa di closing.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2023 è atteso nel range tra 1.300 e 1.400 milioni (1.434 milioni a fine 2022), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, è in corso un processo di vendita degli asset, per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate e saranno classificati in bilancio nelle *discontinued operations*.

Ulteriori informazioni

Nomina di un Consigliere di Amministrazione

Si ricorda che in data 15 settembre 2022, il Consiglio di Amministrazione, a seguito delle dimissioni rassegnate il 9 settembre 2022 da Marco Costaguta dalla carica di Consigliere di Amministrazione e membro del Comitato Strategico, eletto nella lista di maggioranza, ha provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, Renato Pizzolla quale nuovo Consigliere non esecutivo della Società e componente del Comitato Strategico che resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea degli Azionisti sarà pertanto chiamata, tra l'altro, ai sensi dell'articolo 15, comma 6, dello Statuto, a nominare un Consigliere di Amministrazione, senza vincolo di lista, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consigliere di Amministrazione, così nominato, scadrà dalla carica unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda altresì che le relative proposte per la nomina di un Consigliere di Amministrazione vengano presentate dagli Azionisti (ove del caso anche ai sensi dell'art. 126-bis del TUF) in modo tale che le stesse possano essere comunicate al pubblico con congruo anticipo rispetto all'Assemblea chiamata a deliberare sulle stesse.

Integrazione del Collegio Sindacale

Si ricorda che, in data 3 ottobre 2022, a seguito della prematura scomparsa dell'allora Presidente del Collegio Sindacale Elena Spagnol, eletta nella lista di minoranza, il Sindaco Supplente Paolo Prandi, anch'egli eletto nella lista di minoranza, ai sensi di quanto previsto dall'art. 22 dello Statuto, è subentrato nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale e rimarrà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea degli Azionisti sarà pertanto chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina, ai sensi del dell'articolo 22 dello Statuto Sociale, di un Sindaco Effettivo e del Presidente del Collegio Sindacale sulla base delle liste presentate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Sindaco Effettivo, così nominato, sarà altresì nominato Presidente del Collegio Sindacale e scadrà dalla carica unitamente agli altri componenti del Collegio Sindacale e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2024.

Nell'ipotesi in cui venisse confermato quale Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale l'attuale Presidente del Collegio Sindacale, si renderà altresì necessario nominare un Sindaco Supplente conformemente alle disposizioni previste dall'art. 22 dello Statuto Sociale.

Nell'ipotesi in cui venisse nominato un nuovo Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale l'attuale Presidente del Collegio Sindacale ritornerà ad essere Sindaco Supplente e conseguentemente non si renderà altresì necessario nominare un Sindaco Supplente.

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire ai componenti il Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023 nonché in merito all'ulteriore compenso da attribuire ai Consiglieri, non dipendenti del Gruppo, che non ricoprono cariche in Consiglio e che siano membri del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali compensi siano coerenti con l'impegno professionale richiesto dalla carica nonché con le connesse responsabilità.

Al riguardo si informa che il Consiglio di Amministrazione, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ha valutato come adeguato il compenso annuale fisso riconosciuto, per l'esercizio 2022, a favore di tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e a favore degli amministratori chiamati a far parte del Comitato Nomine e Compensi e del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità, prendendo come riferimento sia le società appartenenti al MID CAP che quelle del FTSE-MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico. Si ricorda che la Società, a partire dal 29 novembre 2022, è entrata a far parte dell'indice FTSE MIB.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 15.032.000 azioni ordinarie, corrispondente al 10% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio), previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2022, allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli Azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di diciotto mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 782.080, il loro ammontare è pari al 0,520% del capitale.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2022, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile, ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti. L'Assemblea degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza in senso favorevole o contrario:

- sulla prima sezione della Relazione, relativamente alla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti degli organi di amministrazione e dei dirigenti con responsabilità strategiche per l'esercizio 2023 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante;
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

In riferimento alle stime e alle previsioni contenute nella sezione "Evoluzione prevedibile sulla gestione 2023" si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa 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, e altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione intermedia sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.

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 comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

L'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022 – 2026 e i risultati del quarto trimestre e dell'anno 2022 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 11:00 nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 15 marzo 2023, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (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).

La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2023", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul

meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Emanuela Delucchi Chief IR, ESG, Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu - ir@erg.eu

Anna Cavallarin Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3393985139 e-mail: acavallarin@erg.eu

Matteo Bagnara Head of Investor Relations - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu
www.erg.eu - @ergnow

Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance

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 includono 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 €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..

Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

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 Bilancio 2021) risultava ancora in corso di definizione. A tale Reporting Date l'impianto termoelettrico non risultava peraltro ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

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 un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

In data 23 settembre 2022, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non ha autorizzato la suddetta operazione.

In particolare, l'AGCM ha ritenuto, a seguito dell'attività istruttoria da essa condotta nel corso degli ultimi mesi, che l'operazione avrebbe dato luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante in capo al compratore tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza sui mercati rilevanti. La mancata approvazione dell'operazione da parte dell'AGCM ha determinato la conseguente inefficacia degli accordi sottoscritti da ERG Power Generation S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A. in relazione alla cessione della partecipazione di ERG Power S.r.l. a causa del non verificarsi di una delle condizioni sospensive al closing.

ERG ha, quindi, posto in essere, alla fine del 2022, le attività necessarie ad avviare un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente, valutando il percorso alternativo più efficiente per perseguire l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la cessione di ERG Power S.r.l.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto alla classificazione del risultato delle Attività destinate ad essere cedute alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" e alla classificazione negli schemi del Capitale Investito delle Attività destinate ad essere cedute, in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

Highlights

Adjusted ⁽¹⁾ IV Trimestre		(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾ Anno	Adjusted ⁽¹⁾ Anno
2022	2021 ⁽³⁾			
Principali dati economici Adjusted ⁽¹⁾				
187	219	Ricavi	714	601
126	145	Margine operativo lordo	499	397
64	92	Risultato operativo netto	221	168
43	60	Risultato netto attività continue	89	86
42	72	Risultato netto	383	174
42	72	di cui Risultato netto di Gruppo	379	173
Principali dati finanziari Adjusted ⁽¹⁾				
3.357	3.608	Capitale investito netto attività continue ⁽⁴⁾	3.510	3.066
2.059	1.556	Patrimonio netto	2.055	1.569
1.434	2.051	Indebitamento finanziario netto attività continue ⁽⁴⁾	1.592	2.250
212	237	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁵⁾	212	237
41%	57%	Leva finanziaria	44%	59%
68%	66%	Ebitda Margin %	70%	66%
Dati operativi				
2.944	2.418	Totale capacità installata a fine periodo	MW	2.944
1.331	1.266	Totale produzioni di energia elettrica	GWh	4.956
1.440	1.234	Capacità installata Italia a fine periodo	MW	1.440
567	655	Produzione di energia elettrica in Italia	GWh	2.312
600	581	Capacità installata Francia a fine periodo	MW	600
343	292	Produzione di energia elettrica in Francia	GWh	1.076
327	327	Capacità installata Germania a fine periodo	MW	327
153	149	Produzione di energia elettrica in Germania	GWh	556
219	70	Capacità installata UK e Svezia a fine periodo	MW	219
81	-	Produzione di energia elettrica in UK	GWh	226
92	-	Capacità installata Spagna a fine periodo	MW	92
26	-	Produzione di energia elettrica in Spagna	GWh	171
266	206	Capacità installata in East Europe	MW	266
160	171	Produzione di energia elettrica in East Europe	GWh	615
123	267	Investimenti ⁽⁶⁾	milioni di Euro	946
573	553	Dipendenti a fine periodo ⁽⁷⁾	Unità	573
Ricavi netti unitari ⁽⁸⁾				
120	198	Italia - Eolico	Euro/MWh	134
346	339	Italia - Solare	Euro/MWh	346
109	86	Francia - Eolico	Euro/MWh	98
85	95	Francia - Solare	Euro/MWh	96
228	130	Germania - Eolico	Euro/MWh	172
134	-	UK e Svezia - Eolico	Euro/MWh	150
105	-	Spagna - Solare	Euro/MWh	126
124	187	East Europa - Eolico	Euro/MWh	169

⁽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 adjusted 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".

⁽⁴⁾ L'indebitamento finanziario netto attività continue e il Capitale Investito Netto attività continue non includono il contributo del business termoelettrico nel 2022 destinato alla cessione; i valori 2021 reported non includono il contributo del business idroelettrico, ceduto nel gennaio 2022. I valori *adjusted* sono inoltre 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.

⁽⁶⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* pari a 638 milioni nel 2022 e 390 milioni nel 2021.

⁽⁷⁾ Il numero dei dipendenti del 2022 non include le 144 persone dedicate a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT. Analogamente il numero dei dipendenti del 2021 non comprende le 113 persone incluse nel perimetro idroelettrico ceduto ad ENEL Produzione S.p.A. e le 142 persone dedicate al business termoelettrico.

⁽⁸⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusivi 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.

Risultati per Paese

IV Trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2022	2021 ⁽¹⁾	Δ	Ricavi adjusted	2022	2021 ⁽¹⁾	Δ
78	138	(60)	Italia	372	390	(19)
109	79	29	Estero	376	200	176
37	24	13	Francia	105	78	27
36	19	16	Germania	96	48	49
11	-	11	UK e Svezia	34	0	34
3	-	3	Spagna	22	0	22
22	36	(13)	Est Europa	119	74	45
10	13	(2)	Corporate	34	49	(15)
(10)	(11)	1	Ricavi infrasettori	(33)	(38)	5
187	219	(33)	Totale ricavi adjusted	749	601	148
Margine operativo lordo adjusted						
55	106	(51)	Italia	295	308	(13)
78	47	31	Estero	267	116	151
26	15	10	Francia	63	45	17
29	13	16	Germania	72	28	44
6	(1)	7	UK e Svezia	24	(2)	26
2	0	2	Spagna	18	0	18
16	20	(5)	Est Europa	90	45	45
(8)	(8)	1	Corporate	(25)	(25)	0
126	145	(19)	Margine operativo lordo adjusted	537	399	138
Ammortamenti e svalutazioni adjusted						
(36)	(30)	(6)	Italia	(127)	(124)	(4)
(26)	(22)	(5)	Estero	(98)	(74)	(24)
(12)	(11)	(1)	Francia	(46)	(37)	(9)
(7)	(7)	(1)	Germania	(28)	(22)	(6)
(1)	(0)	(1)	UK e Svezia	(4)	(0)	(4)
(1)	-	(1)	Spagna	(4)	0	(4)
(4)	(4)	(1)	Est Europa	(15)	(15)	(1)
(1)	(1)	1	Corporate	(3)	(4)	0
(63)	(53)	(10)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(229)	(201)	(27)
Risultato operativo netto adjusted						
19	76	(57)	Italia	167	184	(17)
52	26	26	Estero	170	43	127
14	4	10	Francia	16	8	8
21	6	15	Germania	45	6	38
5	(1)	6	UK e Svezia	19	(2)	22
1	-	1	Spagna	14	0	14
11	17	(5)	Est Europa	75	31	44
(8)	(10)	2	Corporate	(28)	(29)	1
64	92	(29)	Risultato operativo netto adjusted	308	198	111
Investimenti⁽²⁾						
59	3	56	Italia	653	18	635
62	262	(200)	Estero	290	596	(306)
1	65	(64)	Francia	11	220	(209)
0	150	(150)	Germania	1	151	(149)
52	23	29	UK	123	123	0
4	-	4	Spagna	100	0	100
2	12	(10)	Svezia	36	57	(21)
2	12	(9)	Est Europa	20	47	(27)
2	2	0	Corporate	3	3	(0)
123	267	(144)	Totale investimenti	946	617	329

⁽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".

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

Conto Economico

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9, relativamente alle operazioni di liability management, 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 al processo di cessione del business termoelettrico 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 del business Termo, e per il 2021 anche il risultato del business Hydro.

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;
- degli impianti solari acquisiti da ABN Amro Sustainable Impact PE B.V. (per complessivi 34 MW) a partire dal 1°luglio 2022;
- degli impianti eolici acquisiti da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. (per complessivi 172 MW) a partire dal 1°agosto 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.

IV° Trimestre			(milioni di Euro)		FY		
2022	2021	Δ			Conto Economico adjusted	2022	2021
187	219	(33)	Ricavi	1	749	601	148
4	4	(0)	Altri proventi	2	12	8	5
190	223	(33)	RICAVI TOTALI		761	609	152
(1)	(2)	1	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(15)	(6)	(9)
(48)	(62)	13	Costi per servizi e altri costi operativi	4	(160)	(157)	(3)
(14)	(14)	0	Costi del lavoro		(49)	(48)	(2)
126	145	(19)	MARGINE OPERATIVO LORDO		537	399	138
(63)	(53)	(10)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(229)	(201)	(27)
64	92	(29)	Risultato operativo netto		308	198	111
(7)	(6)	(1)	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(25)	(29)	4
0	(0)	0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	0
57	86	(30)	Risultato prima delle imposte		284	169	115
(14)	(26)	12	Imposte sul reddito	7	(67)	(42)	(25)
43	60	(18)	Risultato netto attività continue		216	127	90
(1)	11	(12)	Risultato netto attività cedute	8	20	77	(57)
42	72	(30)	Risultato netto di periodo		236	203	33
0	0	0	Risultato di azionisti terzi		(4)	(2)	(3)
42	72	(30)	Risultato netto di Gruppo		232	202	30

Situazione Patrimoniale

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 sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Di seguito sono indicati i valori *adjusted* che al 31 dicembre 2022 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 157 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 153 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		Reported		Adjusted	
		31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
<i>(milioni di Euro)</i>					
Capitale immobilizzato	1	3.695	3.089	3.540	3.624
Capitale circolante operativo netto	2	97	97	97	177
Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(4)	(4)	(5)
Altre attività	3	379	434	381	434
Altre passività	4	(657)	(549)	(657)	(623)
Capitale investito netto attività continue		3.510	3.066	3.357	3.608
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		235	683	235	-
Capitale investito netto		3.745	3.749	3.592	3.608
Patrimonio netto di Gruppo		2.045	1.559	2.050	1.547
Patrimonio netto di terzi	5	9	10	9	10
Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.592	2.250	1.434	2.051
Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	98	(69)	98	-
Mezzi propri e debiti finanziari		3.745	3.749	3.592	3.608

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:

IV Trimestre			Anno	
2022	2021 ⁽¹⁾	(importi in milioni)	2022	2021 ⁽¹⁾
126	180	Margine operativo lordo adjusted	537	580
26	(30)	Variazione capitale circolante	11	(53)
152	150	Cash Flow Operativo	548	527
(94)	(80)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(307)	(258)
(29)	(201)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(638)	(389)
-	-	Incasso cessione ERG Hydro	1.265	-
(2)	(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(6)	(0)
(4)	(6)	Disinvestimenti e altre variazioni	(13)	(3)
(129)	(287)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	301	(651)
(7)	(6)	Proventi (oneri) finanziari	(25)	(29)
-	(3)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(3)	(16)
0	0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
-	-	Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽²⁾	75	-
(7)	(9)	Cash Flow da gestione finanziaria	47	(45)
(43)	(17)	Cash Flow da gestione Fiscale	(92)	(42)
(3)	(1)	Distribuzione dividendi	(139)	(114)
139	(59)	Altri movimenti di patrimonio netto	26	(288)
136	(60)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(113)	(402)
(0)	-	Variazione area di consolidamento	(69)	-
(93)	-	Cash Flow Termo	(104)	-
1.548	1.829	Indebitamento finanziario netto iniziale	2.051	1.439
(16)	223	Variazione netta	(519)	612
1.533	2.051	Indebitamento adjusted totale	1.533	2.051
(98)	-	(+ PFN Termo)	(98)	-
1.434	2.051	Indebitamento adjusted "Attività continue"	1.434	2.051

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

⁽²⁾ Attività destinata ad essere ceduta.

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 smontando 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 adjusted 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 nell'esercizio 2022:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 12 milioni;
 - l'incremento (circa 157 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 153 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
 - maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (5 milioni) 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.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

IV Trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
2022	2021			2022	2021
105	143	Margine operativo lordo Attività continue		499	397
		Esclusione Special Items:			
(3)	(2)	- Riclassifica IFRS 16	1	(12)	(9)
		Italia			
9	2	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	14	7
-	0	- Storno indennità di cessazione carica CEO	3	-	3
1	2	- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	4	1	2
2	0	- Storno Clawback Measures	5	7	-
		Estero			
13	0	- Storno Clawback Measures & Windfall tax	5	28	-
126	145	Margine operativo lordo adjusted		537	399

IV Trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		2022	2021
2022	2021				
(101)	(76)	Ammortamenti e svalutazioni		(279)	(228)
		Esclusione Special Items:			
2	1	- Riclassifica IFRS 16	1	7	5
0	0	- Storno oneri correlati a Business dismissi	4	0	-
36	22	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	6	43	22
(63)	(53)	Ammortamenti adjusted		(229)	(201)

IV Trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		2022	2021
2022	2021				
(19)	56	Risultato netto attività continue di Gruppo		89	86
		Esclusione Special Items:			
-	0	Esclusione rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro		-	-
-0	0	Riclassifica IFRS 16	1	0	0
7	2	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	11	6
-	0	Esclusione indennità di cessazione carica CEO	3	-	2
(2)	1	Esclusione oneri correlati a Business dismissi	4	(2)	1
30	0	Esclusione impatto Clawback measures, contributo solidarietà e 25% Extraprofiti	5-7	83	-
26	(1)	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	6	31	16
0	2	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	8	2	14
0	0	Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	9	(1)	-
1	(0)	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	10	3	2
43	60	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		216	127

Note

- Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente comprensivi anche delle premialità straordinarie riconosciute nel 2022.
- Indennità di cessazione carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismissi dal Gruppo.
- Impatto Clawback Measures & Windfall tax.
- Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Revamping.
- Esclusione degli impatti delle misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico per 83 milioni, già comprensivo (oltre alle predette misure di clawback e windfall tax per 28 milioni) del contributo straordinario previsto dall'art.37 del D.L. 21/2022 per 37 milioni per il perimetro Attività continue e del Contributo Straordinario 2023 per 19 milioni.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.

9. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding.

10. 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 3 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.



Andamento Gestionale risultati anno 2022

We are #SDGsContributors



PREMESSE

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 15 marzo 2023 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2022 del Gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla Gestione che, unitamente alle Note di Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti alla normativa di legge.

Informazione ai sensi degli artt. 70 e 71 del Regolamento Emittenti

La Capogruppo si avvale della facoltà, introdotta dalla Consob con delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

Settori operativi

A partire dal 2022, a seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del business idroelettrico e che sarà completato con la probabile cessione del business termoelettrico, 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 contemplan, 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 includono 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 €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..

Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

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 Bilancio 2021) risultava ancora in corso di definizione. A tale Reporting Date l'impianto termoelettrico non risultava peraltro ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

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 un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

In data 23 settembre 2022, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non ha autorizzato la suddetta operazione.

In particolare, l'AGCM ha ritenuto, a seguito dell'attività istruttoria da essa condotta nel corso degli ultimi mesi, che l'operazione avrebbe dato luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante in capo al compratore tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza sui mercati rilevanti. La mancata approvazione dell'operazione da parte dell'AGCM ha determinato la conseguente inefficacia degli accordi sottoscritti da ERG Power Generation S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A. in relazione alla cessione della partecipazione di ERG Power S.r.l. a causa del non verificarsi di una delle condizioni sospensive al closing.

ERG ha, quindi, posto in essere, alla fine del 2022, le attività necessarie ad avviare un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente, valutando il percorso alternativo più efficiente per perseguire l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la cessione di ERG Power S.r.l.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto alla classificazione del risultato delle Attività destinate ad essere cedute alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" e alla classificazione negli schemi del Capitale Investito delle Attività destinate ad essere cedute, in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

Valori economici adjusted 2021

A seguito di quanto sopraindicato, il confronto dei risultati dell'esercizio 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 adjusted 2021 indicando nella riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5.

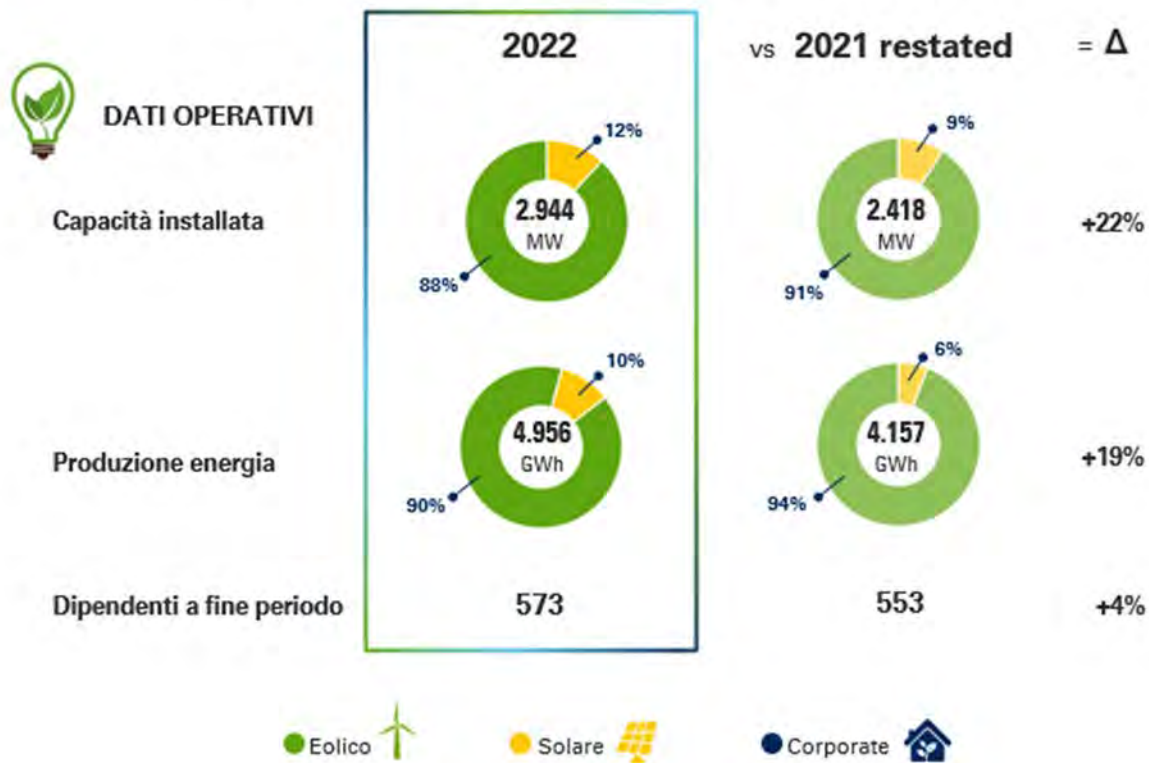
Per ulteriori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alla sezione "Alternative Performance Measures".

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, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

HIGHLIGHTS

I PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI



I PRINCIPALI INDICATORI E RICONOSCIMENTI ESG



DATI ESG

		2022	2021 restated	Δ%
PLANET 	CO2 evitata	2.710 kt	2.260 kt	+20%
	Economia circolare edicola	100%	100%	0%
ENGAGEMENT 	Contributo alle comunità locali	9.351 k euro	8.805 k euro	+7%
	Studenti coinvolti in attività educative	16.377	5.832	+181%
PEOPLE 	Dipendenti a fine periodo	573 71% / 29%	553 71% / 29%	+4%
	Formazione per dipendente	6,2 giorni	6,1 giorni	+2%
GOVERNANCE 	Composizione CdA	12 58% / 42%	12 58% / 42%	+0%

ERG inclusa per la 1ª volta nel **Bloomberg Gender Equality Index**



MSCI

- Firma dei **Women's Empowerment Principles** e ingresso nello **United Nations Global Compact**
- ERG entra nella **TOP 10** del **"Integrated Governance Index 2022"**
- MSCI conferma a ERG il rating **AA**

ERG vince l'**Oscar di Bilancio** per il 2° anno consecutivo



- Sustainalytics** migliora il Rating a "Low Risk (14.8)" per ERG, 5° tra gli **Independent Power Producers**
- ERG al 54° posto tra le **"Global 100 most sustainable corporations in the world"** (**Corporate Knights**), prima tra le imprese italiane incluse
- Nel **Bloomberg Gender Equality Index** migliora il punteggio di ERG, che entra nel 1° quartile

Gennaio 2022

Giugno 2022

Novembre 2022

Gennaio 2023

Febbraio 2022



ERG inclusa per la 1ª volta nella **Supplier Engagement Leaderboard** di CDP

Settembre 2022



ERG tra la **Top 2%** della classifica **Moody's ESG Solutions**, con rating **Advanced** per il 3° anno consecutivo

Dicembre 2022



ERG entra nella **CDP Climate A list 2022**

Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo²)

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Luca Bettonte (non esecutivo)

Emanuela Bonadiman (indipendente³)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente³)

Elena Grifoni Winters (indipendente³)

Federica Lolli (indipendente³)

Elisabetta Oliveri (indipendente³)

Mario Paterlini (indipendente³)

Renato Pizzolla (non esecutivo)⁴

COLLEGIO SINDACALE⁵

PRESIDENTE

Paolo Prandi⁶

SINDACI EFFETTIVI

Giulia De Martino

Fabrizio Cavalli

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

Michele Pedemonte⁷

SOCIETA' DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁸

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021

² Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

³ 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.

⁴ A seguito delle dimissioni rassegnate dal Consigliere Marco Costaguta dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. e membro del Comitato Strategico, il Consiglio di Amministrazione, in data 15 settembre 2022, ha provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, il Dott. Renato Pizzolla quale nuovo Consigliere non esecutivo della Società e componente del Comitato Strategico. Il Consigliere Renato Pizzolla resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

⁵ Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022

⁶ Nominato in data 3 ottobre 2022 ai sensi di quanto previsto dall'art. 22 dello Statuto, nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A., fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

⁷ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo

⁸ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in nove paesi a livello europeo.

Primo operatore eolico in Italia, tra i primi dieci in Europa, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, essendo tra i primi cinque in Italia.

Tra i principali player del mercato oil fino al 2008, ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine attraverso una trasformazione aziendale di successo verso un modello di sviluppo sostenibile: oggi la società è un primario operatore europeo nel settore delle energie rinnovabili.

Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar".

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non ha autorizzato la cessione ritenendo che l'operazione avrebbe dato luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante in capo al compratore tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza sui mercati rilevanti. A tal proposito, ERG sta già ponendo in essere le attività necessarie ad avviare un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente, valutando il percorso alternativo più efficiente per perseguire l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la cessione di ERG Power S.r.l.

A seguito della finalizzazione di queste importanti operazioni, il Gruppo, la cui strategia industriale integra il piano ESG (Environmental, Social and Governance), in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs), diventerà un operatore 100% Rinnovabile.

ERG è quindi protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, impegnata nella realizzazione di una transizione energetica equa ed inclusiva.

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 che prevede l'internalizzazione della manutenzione dei parchi eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania.

ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 2.944 MW⁹ di capacità installata rinnovabile (2.599 MW eolico, 345 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.440 MW nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

In particolare, ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia con 1.265 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata.

Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 1.504 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.334 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), UK (157 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

ERG, inoltre, 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 e 92 MW in Spagna.

⁹ Il totale MW non include il Business termoelettrico, destinato alla vendita

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2022

TOTALE: 2.944 MW

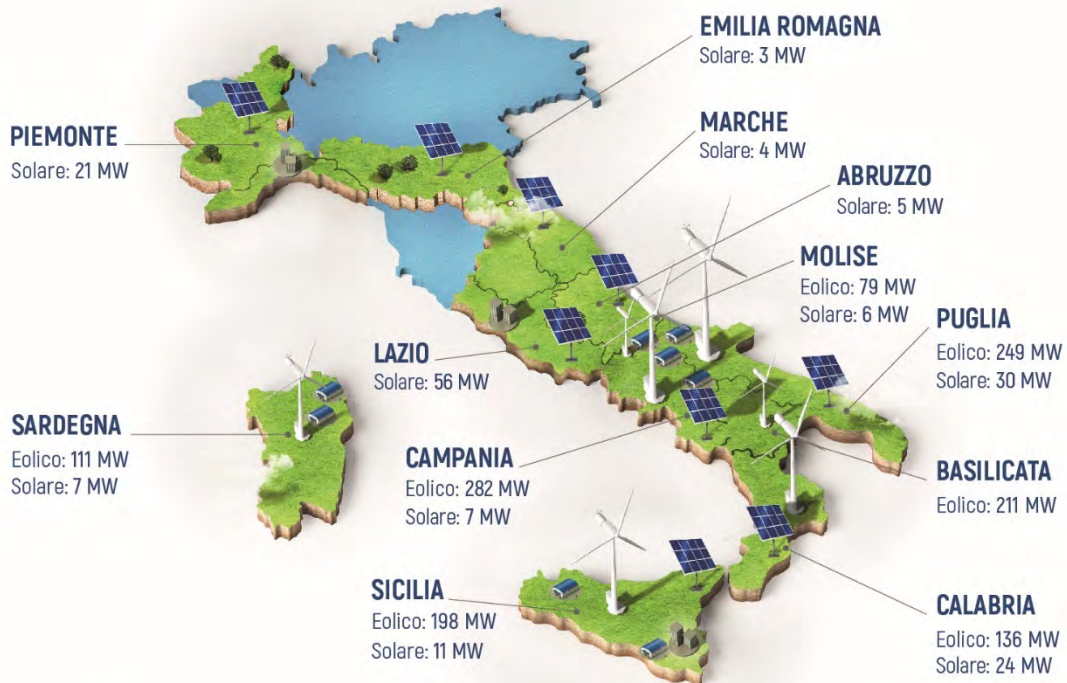
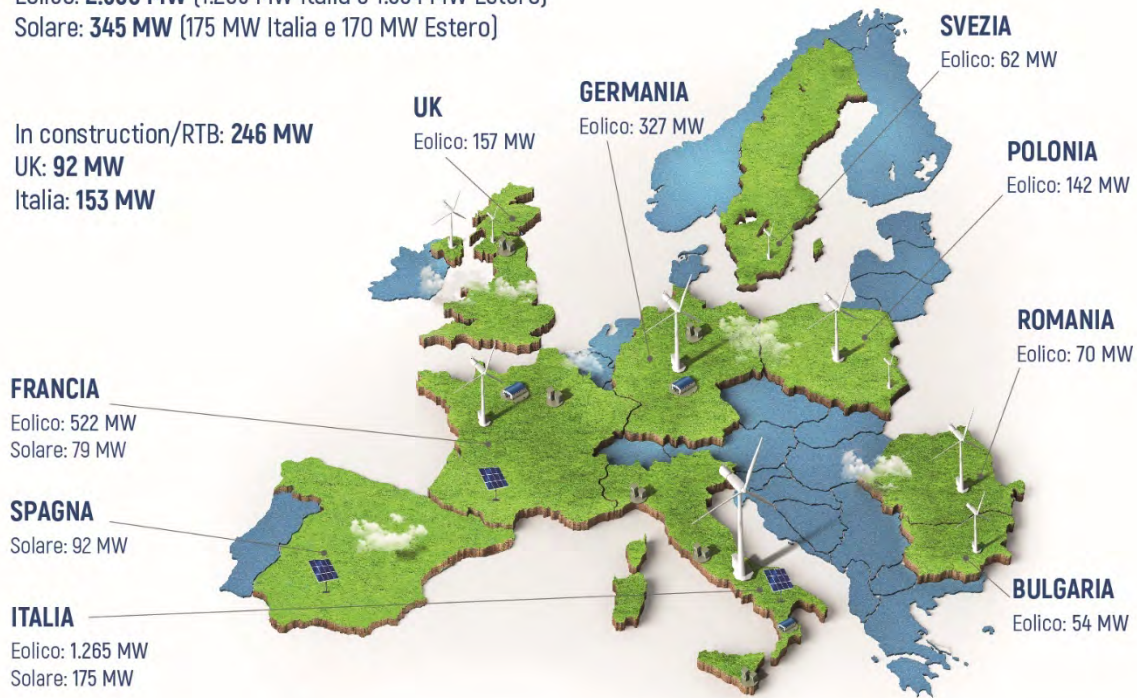
Eolico: **2.599 MW** (1.265 MW Italia e 1.334 MW Estero)

Solare: **345 MW** (175 MW Italia e 170 MW Estero)

In construction/RTB: **246 MW**

UK: **92 MW**

Italia: **153 MW**



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Uffici



Centri logistici O&M

Modello organizzativo

L'assetto del Gruppo si caratterizza per un forte orientamento alla logica di processo e all'abilitazione delle leve strategiche di business prevedendo la definizione di due macro-ruoli:

- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- Generation & Market, cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Solar e Thermo¹⁰, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di competenze che assicura l'efficienza del modello operativo e la relativa standardizzazione dei processi a livello globale;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

A partire da febbraio 2022, al fine di proseguire il percorso di crescita avviato e raggiungere gli ambiziosi target fissati nel Piano Industriale, il Gruppo ha implementato un modello di business radicato nelle diverse realtà e allo stesso tempo flessibile, che tenga conto della diversificazione sia geografica che tecnologica, in particolare nel business solare.

Pertanto, nell'ambito dell'unità Organizzativa Business Development and M&A, sono state costituite due macroaree a livello Europeo – Central West Europe & Nordics e Central East Europe – nelle quali confluiscono le strutture organizzative di Business Development e di M&A di Country, che mantengono la responsabilità di individuare, dirigere e perfezionare, le iniziative di sviluppo organico ed M&A a livello locale. Nella stessa ottica, a partire da luglio 2022, sono state costituite in Francia e Germania due nuove aree di Administration, Finance, Control & Procurement che hanno la responsabilità dei relativi processi a livello locale mantenendo una relazione funzionale con le Unità Organizzative centrali.



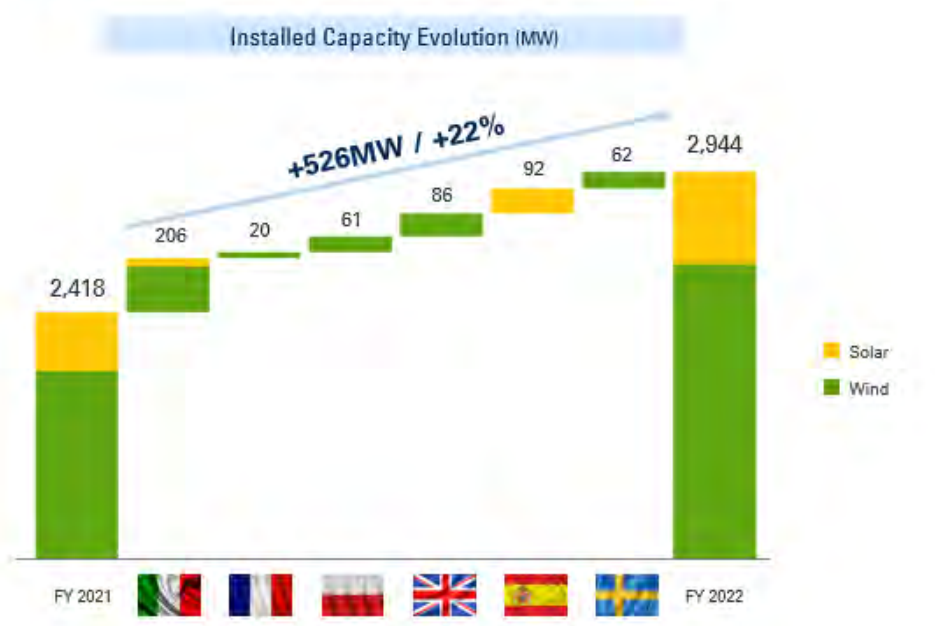
¹⁰ Business Termoelettrico destinato alla vendita

Strategia

I risultati raggiunti nel 2022

Nel 2022, ERG ha compiuto importanti passi avanti nel suo percorso strategico di decarbonizzazione e di crescita del portafoglio RES.

2022: A STRONG DELIVERY ON OUR BUSINESS STRATEGY










Crescita e securizzazione del portafoglio RES:

Nel corso del 2022 la capacità installata del Gruppo nell'Eolico e Solare è cresciuta di 526 MW, di cui:

- **Sviluppo Organico:** parchi eolici costruiti e entrati progressivamente in esercizio nel periodo per un totale di 228 MW e così ripartiti:
 - o 86 MW in UK;
 - o 62 MW in Svezia;
 - o 61 MW in Polonia;
 - o 20 MW in Francia;
- **M&A** per un totale di 298 MW così ripartiti:
 - o 126 MW di solare in Italia (34 MW) e in Spagna (92 MW)
 - o 172 MW di nuova potenza eolica in Italia;

Nel 2022 si è inoltre registrato un significativo progresso nei progetti di repowering e green field in Italia, con circa 100 MW autorizzati e aggiudicati in asta. Si è dato seguito anche all'obiettivo di "securizzazione dei ricavi" attraverso la sigla di contratti a lungo termine per circa 0,5 TWh nel Regno Unito ed in Italia attraverso l'accordo con Luxottica, della durata di 12 anni, per circa 0,9 TWh di energia verde che verrà prodotta dal parco eolico di Partinico-Monreale, il primo di ERG a completare le operazioni di repowering.

BP 2022-2026 – Risultati ad oggi

	-	Obiettivi del BP 2022-2026	Risultati ad oggi
	Crescita portafoglio RES	<ul style="list-style-type: none"> • +2,2 GW attraverso RPW, Greenfield e M&A 	<ul style="list-style-type: none"> • +526 MW nel 2022 • +100 MW aggiudicati in asta in Italia
	Securizzazione dei ricavi	<ul style="list-style-type: none"> • 85-90% regolato 	<ul style="list-style-type: none"> • PPA con Engie in Scozia per 0.5 TWh • PPA con EssilorLuxottica per complessivi 0,9 TWh
	Diversificazione geografica	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento diversificazione geografica 	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementata presenza in UK (+86 MW), Svezia (+62 MW) e Polonia (+60 MW).
	Solare come pillar strategico	<ul style="list-style-type: none"> • +625 MW di solare 	<ul style="list-style-type: none"> • +125 MW¹¹ nel solare
	Investimento in innovazione	<ul style="list-style-type: none"> • +50 MW in storage 	<ul style="list-style-type: none"> • in corso avanzamento su alcuni progetti di storage in Italia
	Asset Rotation per Fonti Convenzionali	<ul style="list-style-type: none"> • Opportunità di asset rotation 	<ul style="list-style-type: none"> • Perfezionato il closing per la cessione del portafoglio Hydro ad Enel
	Riconoscimento impegno ESG	<ul style="list-style-type: none"> • Piano ESG 	<ul style="list-style-type: none"> • Top Tier nei principali rating ESG

Il consolidamento del modello pure “Wind & Solar”

ERG continua il percorso verso la trasformazione del proprio modello di business in operatore puro “Wind & Solar”, in linea con quanto presentato nel Piano Industriale 2022-2026. Grazie alla predisposizione al cambiamento, e al know-how acquisito nel corso dei suoi 85 anni di storia, il Gruppo è riuscito a raggiungere una posizione di leadership nelle rinnovabili anticipando gli scenari energetici di lungo termine, consolidando la propria presenza in 9 paesi a livello internazionale. Oggi il Gruppo vuole confermarsi leader della transizione energetica contribuendo al raggiungimento dei target di lotta al cambiamento climatico fissati a livello globale.

Dopo aver perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, ERG sta lavorando alla cessione dell'impianto CCGT di Priolo Gargallo. In seguito a queste importanti operazioni, il Gruppo mira a diventare un operatore 100% rinnovabile: ad oggi, ERG può contare su 3000 MW di capacità rinnovabile installata, ed una pipeline cresciuta da 3500 MW a 3800 MW.

In base alle linee strategiche previste dal Piano Strategico 2022-2026, continua la crescita del portafoglio rinnovabile attraverso la diversificazione geografica e tecnologica. Ad oggi, ERG conta più di 1500 MW (+320 MW rispetto al 2021) di capacità installata all'estero, con un forte sviluppo registrato nel Regno Unito (dove da dicembre 2021 a dicembre 2022 ERG ha installato 156 MW eolici), il consolidamento Polonia, e

¹¹ 34 MW Siena – Italia; 92 MW Valentia – Spagna

l'ingresso in nuovi paesi, come la Spagna e la Svezia. In Italia ERG conta 1.440 MW di capacità rinnovabile installata (+206 MW rispetto al 2021).

Nel corso del 2022 il Gruppo ha incrementato la propria potenza eolica installata di 400 MW, e quella fotovoltaica di 126 MW. Il focus verso la tecnologia solare si è tradotto, in Italia, nel perfezionamento dell'acquisizione di 18 impianti fotovoltaici per un totale di 34 MW. Anche all'estero, in Spagna, il Gruppo ha aumentato la propria presenza nel mercato dell'energia solare con il perfezionamento dell'acquisizione di un parco da 92 MW e l'accordo per l'acquisizione di un parco fotovoltaico da 25 MWp in fase di commissioning.

Aggiornamento Piano Industriale 2022 – 2026

Nel corso del 2022, il sistema energetico ha subito una crisi senza precedenti per dimensioni e gravità. Il progressivo allentamento delle misure di contenimento del COVID 19, gli effetti della guerra in Ucraina, l'aumento dell'inflazione a livello globale e la stretta sulle forniture di gas dalla Russia hanno influenzato i prezzi dell'energia ed hanno generato un contesto estremamente volatile.

La transizione energetica verso le energie rinnovabili diventa quindi fondamentale, in primis per contrastare il cambiamento climatico, i cui effetti stanno diventando sempre più drammatici, ma anche per stabilizzare i prezzi per i consumatori e aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Tuttavia, le misure governative straordinarie e poco lungimiranti, come il price-cap e le extra-tassazioni sui profitti delle fonti rinnovabili, hanno generato una percezione di rischio regolatorio e una complessità gestionale senza precedenti nel settore energetico, minando la capacità degli operatori di investire nella transizione energetica.

A fronte di questo mutato contesto, il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato un aggiornamento dei target di piano al 2026 confermando le linee guida strategiche definite per il periodo 2022-2026, rafforzando la strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica e la progressiva securizzazione dei ricavi.

ERG ribadisce l'impegno nella crescita del proprio portafoglio rinnovabile attraverso tre canali:

- 1) **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico di pipeline proprietarie e accordi di co-sviluppo in Italia e nei principali paesi Europei di riferimento.
- 2) **Repowering dei propri impianti in Italia e all'estero:** in considerazione dell'evoluzione tecnologica del settore eolico e solare, ERG si pone l'obiettivo di effettuare il repowering degli asset attualmente dotati di tecnologie obsolete, con nuove di ultima generazione, atte ad incrementare la generazione di energia, sfruttando la qualità dei siti più produttivi. I ricavi dei nuovi parchi saranno securizzati attraverso la partecipazione al sistema delle aste o tramite contratti a lungo termine (cosiddetti PPAs).
- 3) **M&A:** ERG intende cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di interesse per il Gruppo, facendo leva sulle risorse finanziarie derivanti dall'asset rotation, sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

ERG conferma l'obiettivo al 2026 di raggiungere una potenza installata di 4,6 GW e l'ambizione di raggiungere 5 GW nel 2027, con un incremento di 2,2 GW nel periodo 2022-2026, di cui 526 MW già raggiunti nel 2022 e 1674 MW da installare nel periodo 2023-26, attraverso:

- progetti entrati in esercizio nel primo trimestre dell'anno o attualmente in costruzione in UK e Repowering in Italia: +0,4 GW;
- ulteriori progetti di repowering nell'eolico in Italia e all'estero: +0,1 GW (su base differenziale);
- progetti greenfield nell'eolico e nel solare: +0,4 GW;
- operazioni di M&A per circa +0,8 GW.

L' EBITDA atteso nel 2026 sarà superiore a 650 milioni, per l'85-90% di natura quasi-regolata, grazie a contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati (PPAs, Power Purchase Agreements) e a sistemi CFD governativi.

Gli investimenti stanziati per il periodo 2022-26 passano da circa 2,9 miliardi di euro a 3,5 miliardi di euro, di cui 0,9 miliardi di euro già effettuati nel corso del 2022. L'incremento a parità di MW totali è imputabile alle acquisizioni effettuate nel 2022 di asset di elevata qualità con un maggior costo per MW e con una migliore

generazione di cassa attesa , oltre che a maggiori costi di costruzione per MW alla luce del mutato contesto di mercato (cosiddetta *greeninflation*).









L' indebitamento a fine 2026 sarà pari a 2,3 miliardi di euro, contro i 1,43 miliardi di fine 2022.

ERG può contare su una struttura finanziaria solida in grado di supportarne la crescita in modo sostenibile, sempre con l'obiettivo di mantenere il rating Investment Grade BBB- (Fitch).

In considerazione della solidità finanziaria del Gruppo, anche a seguito delle risorse provenienti dalle dismissioni, nonché le positive prospettive di crescita, il Piano Industriale prevede l'incremento del dividendo da 0,90 ad 1 euro per azione nel periodo di piano.

Una nuova organizzazione, mirata alla diversificazione internazionale e tecnologica, ed una attività di re-skilling contribuiranno alla riuscita del nuovo Piano.

Obiettivi Piano Strategico 2022-2026

		Nuovi obiettivi al 2026
	Crescita Portafoglio RES	<ul style="list-style-type: none"> +2,2 GW nel 22-26 (+526 MW nel 2022) 4,6 GW di capacità installata nel 2026 (5 GW in 2027)
	Securizzazione dei ricavi	<ul style="list-style-type: none"> Obiettivo confermato: 85-90% securizzati su EBIDTA totale
	Diversificazione geografica	<ul style="list-style-type: none"> 9 paesi nel 2022: Spagna e Svezia avviati
	Solare come pillar strategico	<ul style="list-style-type: none"> ~ 860 MW di capacità solare (su +2200 MW) ~ 25% di solare sulla capacità totale @2026
	Investimento in innovazione	<ul style="list-style-type: none"> Battery Storage: valutazione opportunità su eolico offshore flottante
	Asset Rotation per Fonti Convenzionali	<ul style="list-style-type: none"> Rilancio della cessione del CCGT
	Integrazione dei temi ESG	<ul style="list-style-type: none"> Obiettivi migliorati
	Politica dei dividendi	<ul style="list-style-type: none"> 1 € per azione (+10% vs precedente)

Il piano ESG

La strategia ESG di ERG si fonda su quattro “pillars”, strettamente integrati nel nostro modello di business:

1. Planet: lotta al climate change;
2. Engagement: impegno a favore dei territori;
3. People: attenzione alla crescita e al benessere delle persone;
4. Governance: principi ed organi di gestione ispirati alle best practice.

Il Piano Industriale 2022 – 2026 integra al suo interno il Piano ESG, allineato ai *Sustainable Development Goals* delle Nazioni Unite, che conferma la mission del Gruppo “*keep growing in RES acting as #SDGsContributor*”.

Il piano ESG 2022–2026 prevede 18 obiettivi, ben definiti e misurabili attraverso KPI monitorati costantemente, nell’ottica di garantire un reale contributo alla creazione di valore nel tempo a tutti i nostri stakeholders e al raggiungimento di 14 dei 17 Sustainable Development Goals stabiliti dalle Nazioni Unite, inseriti nel sistema di incentivazione a breve e a lungo termine del management.



Nel **Pillar Planet** confermiamo l’obiettivo di diventare Net Zero al 2040 e ribadiamo il nostro impegno verso l’economia circolare con l’obiettivo di recupero dei materiali dalle attività di dismantling di tutti i nostri impianti, sia eolici che solari. Per i pannelli fotovoltaici in buono stato, tale obiettivo ambientale è anche affiancato da progetti di riutilizzo in ambito sociale.

Nel **Pillar Engagement** continueremo ad impegnarci nel supportare i nostri territori, con un contributo almeno pari ad l’1% del fatturato da destinarsi alle comunità locali dove siamo presenti con i nostri impianti.

Nel corso del 2023 avvieremo la nostra ERG Academy con programmi di education per le Next Generation sui temi della sostenibilità e delle energie rinnovabili e l’obiettivo è raggiungere almeno 20 mila studenti al 2026; l’Academy includerà anche tutti i programmi di sviluppo e di formazione per le nostre persone.

Nel **Pillar People** prevediamo programmi di crescita delle nostre persone con obiettivi al 2026 sia in termini di definizione di piani di sviluppo individuale (almeno per l’80% delle ERG People) che in termini di attività di formazione interna (per il 100% delle nostre persone).

Un pilastro della nostra strategia ESG è la Diversity&Inclusion dove abbiamo già solide basi nell’ambito della D&I grazie alla Policy D&I e programmi di formazione specifica, ma vogliamo spingerci oltre per una ERG più internazionale e inclusiva: confermiamo gli obiettivi al 2026 e nel 2027 intendiamo incrementare almeno al 25% sia la percentuale di key leader di genere femminile, oltre a mantenere almeno il tra il 25% ed il 30% la percentuale di donne nel Gruppo. Intendiamo anche ottenere la certificazione sulla Gender Equality (PNRR) nel corso del 2023 e la certificazione Diversity & Inclusion entro il 2025.

Nel **Pillar Governance** manteniamo l’impegno per una governance best in class, prevendo target ESG nei sistemi di remunerazione MBO / LTI. Per una maggior trasparenza in ambito Tax, nel 2023 abbiamo in programma di estendere il Tax Control Framework anche in Germania. Nel sustainable procurement abbiamo obiettivi sulla misurazione della carbon footprint sui programmi di Diversity & Inclusion nella catena di fornitura. In ambito cyber security abbiamo in programma di ottenere la certificazione Information Security Management System entro il 2024. Inoltre, la crescita è accompagnata da una strategia finanziaria green: l’obiettivo è avere almeno il 90% dei nostri finanziamenti al 2026 classificati come “Green Funding”.

Nel 2022 abbiamo compiuto importanti passi avanti nel percorso delineato dal piano ESG e i risultati raggiunti sono in linea con gli obiettivi definiti nel Piano ESG e inclusi anche nel sistema di incentivazione di breve termine. Di seguito, in sintesi i risultati raggiunti:

UN SDGs	2026 TARGETS	RENDICONTAZIONE 2022
	PLANET	
	Net Zero	<ul style="list-style-type: none"> Target Net Zero in fase di validazione da parte di SBTi
	Circular economy	<ul style="list-style-type: none"> Wind: 100% componenti wind Repowering Partinico Monreale venduti Solar: 92% materiali riciclati Solar Revamping Social Purpose: 4 progetti autorizzati per il 2023 (2 in Africa, 2 in Italia)
	Energy efficiency	<ul style="list-style-type: none"> Wind: +11,9 GWh Solar: +3,8 GWh
	Biodiversity	<ul style="list-style-type: none"> 100% degli impianti RES sviluppati internamente con valutazione dell’impatto sulla biodiversità
	ENGAGEMENT	
	ERG Academy for Next Generation	<ul style="list-style-type: none"> 16.377 studenti coinvolti in iniziative di formazione
	1% for the Community	<ul style="list-style-type: none"> >1 % dei ricavi destinati allo sviluppo delle comunità locali nel 2022
	Trust & Reputation	<ul style="list-style-type: none"> Top performer nei principali rating ESG
	PEOPLE	
	ERG Academy for our People	<ul style="list-style-type: none"> 41% dei dipendenti con piano di sviluppo personale 97,6% dei dipendenti coinvolti in piani di formazione
	Diversity & Inclusion	<ul style="list-style-type: none"> 18,3% donne tra i key leader (manager and senior manager) 20% key leader all’estero 29,5% donne nel personale
	Employees’ well-being	<ul style="list-style-type: none"> Assessment sui Flexible benefit a livello di Gruppo Programma Ferie Solidali esteso in Francia e Germania 8 giorni di Smart Working al mese
	Health & Safety, always	<ul style="list-style-type: none"> No fatalities, Indice di Frequenza = 4,12; Indice di Gravità: 0,19
	GOVERNANCE	
	Sustainability Incentives	<ul style="list-style-type: none"> 100% MBO/LTI con obiettivi ESG
	Enhancing governance model	<ul style="list-style-type: none"> Rispetto della gender diversity nei collegi sindacali
	Tax Control Framework	<ul style="list-style-type: none"> Tax Control Framework implementato in Francia
	Sustainable procurement	<ul style="list-style-type: none"> 61,1 di punteggio medio dei fornitori strategici (+5,6 vs 2021)
	ESG Finance	<ul style="list-style-type: none"> 88% di Finanziamenti Green

Variazione perimetro di business nell'esercizio

▪ Idroelettrico

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.

▪ Solare – Valentia

In data **31 gennaio 2022** ERG ha acquisito da GEI Subasta 1 SA 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 CO2 evitata ogni anno.

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

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

▪ Solare – Progetto Siena

In data **7 luglio 2022** ERG ha perfezionato l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio. Gli impianti, con una potenza installata totale pari a 33,8 MW ed una produzione complessiva annua di 46 GWh, sono entrati in esercizio tra la fine del 2010 e il 2011 e beneficiano del regime tariffario di cui al cosiddetto Conto Energia (II, III e IV).

Il corrispettivo dell'operazione in termini di *enterprise value* al 31 dicembre 2021 è stato pari a circa 128 milioni di euro e l'EBITDA 2021 è stato pari a circa 17 milioni di euro.

Si precisa che le neoacquisite società fotovoltaiche sono state consolidate integralmente a partire dal 1° luglio 2022.

▪ Eolico – Progetto Donatello

In data **9 settembre 2022** ERG, ha acquistato da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. l'intero capitale sociale di sette società, proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia. Gli impianti, con una capacità installata totale pari a 172 MW ed una produzione complessiva annua di circa 400 GWh, beneficiano di un regime tariffario "CfD" (contratto per differenza) con il GSE della durata di 20 anni a partire dalla loro entrata in esercizio, avvenuta tra il 2018 e la fine del 2021.

Il corrispettivo dell'operazione in termini di *enterprise value* al 31 dicembre 2021 è stato pari a circa 420 milioni di euro e l'EBITDA per il primo semestre 2022 pari a circa 36 milioni di euro.

Si precisa che le neoacquisite società eoliche sono state consolidate integralmente a partire dal 1° agosto 2022.

Inoltre, nel corso del 2022, sono entrati in esercizio due parchi eolici nel Regno Unito per una capacità complessiva pari a 86 MW, due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva pari a 27 MW, due parchi eolici in Polonia per complessivi 60 MW ed un parco eolico in Svezia per 62 MW, tutti sviluppati e costruiti internamente dal Gruppo.

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2022 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 28,95 Euro, in lieve crescita (+1,8%) rispetto a quella della fine dell'anno 2021.

Gli altri indici di borsa presentano variazioni negative: FTSE All Share (-14,1%), FTSE Mid Cap (-21,0%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-11,3%); unica eccezione lo S&P Global Energy Index (+0,6%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,98 Euro (22 febbraio 2022) ed un massimo di 36,04 Euro (26 agosto 2022).

Si segnala che il 29 Novembre 2022 ERG è entrata nell'indice FTSE MIB, l'indice di riferimento principale di Euronext Milan, mercato regolamentato organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., composto dai 40 maggiori titoli per liquidità e volume di scambi che rappresenta circa l'80% della capitalizzazione di mercato nazionale.

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 dicembre 2022:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.12.22	28,95
Prezzo massimo (26.08.22) ⁽¹⁾	36,04
Prezzo minimo (22.02.22) ⁽¹⁾	22,98
Prezzo medio	30,13

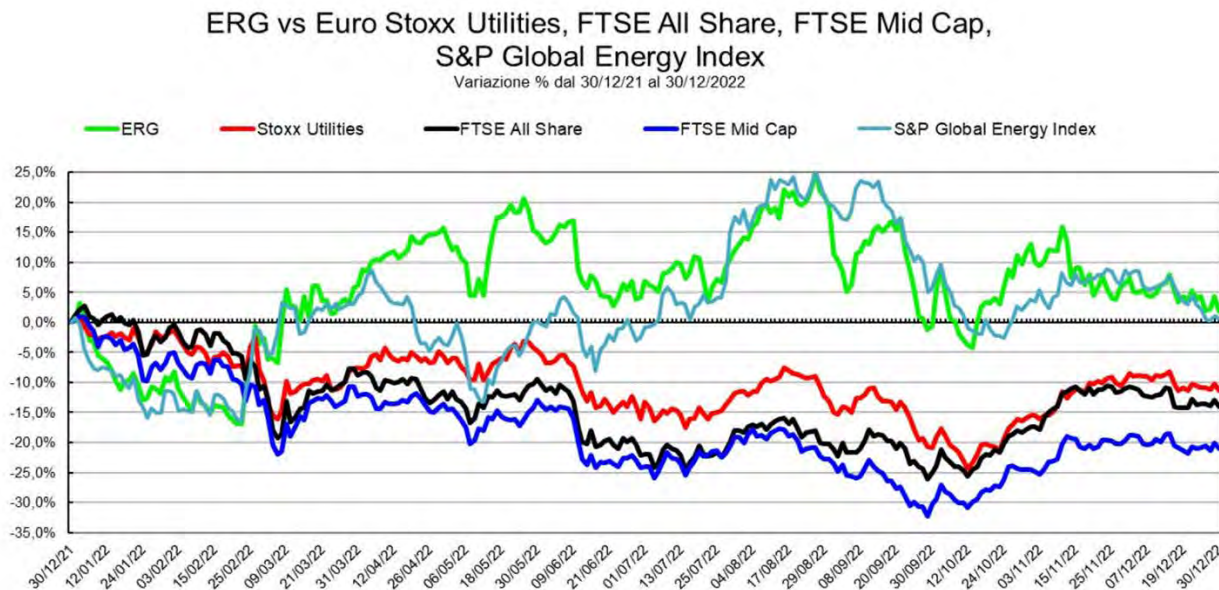
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (28.11.22)	1.754.478
Volume minimo (03.08.22)	56.579
Volume medio	224.071

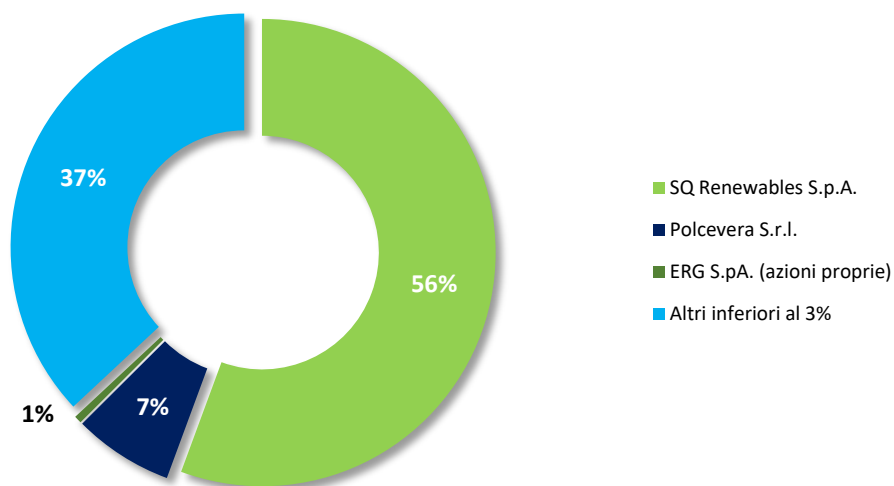
La capitalizzazione di borsa a fine 2022 ammonta a circa 4.353 milioni di Euro (4.275 milioni alla fine del 2021).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.537.920.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 dicembre 2022



Si riporta di seguito la struttura azionaria di ERG S.p.A. ad esito del closing dell'operazione volta alla creazione della partnership di lungo periodo tra San Quirico S.p.A. e il fondo di investimento IFM Net Zero Infrastructure Fund SCSp, avvenuto in data 15 settembre 2022. A decorrere da tale data, ERG S.p.A. è soggetta alla limitata direzione e coordinamento da parte di SQ Renewables S.p.A., conformemente a quanto previsto nel relativo Regolamento, a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Documenti di Governance".



Fatti di rilievo avvenuti nel corso nel 2022

Italia

Data	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 03/01/2022	Idroelettrico	ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l..
Comunicato Stampa del 26/01/2022	Corporate/ESG	ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg
Comunicato Stampa del 31/01/2022	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.
Comunicato Stampa del 09/02/2022	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)
Comunicato Stampa del 10/02/2022	Corporate/ESG	ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project)
Comunicato Stampa del 23/02/2022	Storage	ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia.
Comunicato Stampa del 15/03/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e ESG 2022-2026.
Comunicato Stampa del 26/04/2022	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.
Comunicato Stampa del 13/05/2022	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-
Comunicato Stampa del 01/06/2022	Solare	ERG, ha siglato l'accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.
Comunicato Stampa del 15/06/2022	Corporate/ESG	ERG rafforza il suo impegno in ambito ESG. Firma dei Women's Empowerment Principles e ingresso nello United Nations Global Compact. MSCI conferma il rating "AA". Il Gruppo inoltre entra nella Top 10 del "Integrated Governance Index 2022".
Comunicato Stampa del 16/06/2022	Corporate	San Quirico e IFM Investors annunciano la costituzione di una partnership strategica a lungo termine riguardante ERG S.p.A. Il family office della famiglia Garrone-Mondini e IFM NZIF hanno firmato un accordo storico, in base al quale IFM NZIF e le rispettive società collegate acquisiranno un interesse iniziale del 35% in una nuova holding da costituire che, a sua volta, deterrà circa il 62,5% di ERG.
Comunicato Stampa del 07/07/2022	Solare	Perfezionata l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.

Comunicato Stampa del 29/07/2022 e 09/09/2022	Eolico	ERG ha acquistato da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. l'intero capitale sociale di sette società proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia con una capacità installata pari a 172 MW.
Comunicato Stampa del 09/09/2022	Corporate	L'Ing. Marco Costaguta – Consigliere non esecutivo nonché membro del Comitato Strategico – ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A.
Comunicato Stampa del 15/09/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, il Dott. Renato Pizzolla quale nuovo Consigliere non esecutivo della Società e componente del Comitato Strategico.
Comunicato Stampa del 15/09/2022	Corporate	Closing dell'operazione tra San Quirico e IFM Investors per la costituzione di una partnership strategica a lungo termine riguardante ERG S.p.A. (vedasi CS del 16 giugno 2022).
Comunicato Stampa del 23/09/2022	Termoelettrico	Con riferimento all'operazione di cessione ad Enel Produzione S.p.A. della partecipazione detenuta da ERG Power Generation S.p.A. in ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale cogenerativa (CCGT) sita in Priolo Gargallo, subordinata all'approvazione dell'operazione da parte delle competenti Autorità Antitrust (vedasi CS del 9 febbraio 2022), si rende noto che l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), con provvedimento del 23 settembre 2022, non ha autorizzato la suddetta operazione.
Comunicato Stampa del 30/09/2022	Corporate/ESG	Moody's ESG Solutions (precedentemente Vigeo Eiris), una delle principali agenzie internazionali di rating ESG, ha confermato ad ERG il Rating Advanced, il più elevato nella sua scala di valutazione, con il punteggio di 65/100, premiando la continua crescita della performance ESG del Gruppo negli ultimi 3 anni. ERG entra così nel top 2% della classifica mondiale di Moody's ESG Solutions che annovera 4906 aziende, aggiudicandosi il 100° posto e registrando una crescita di due punti nella scala di valutazione.
Comunicato Stampa del 03/10/2022	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione ha tristemente preso atto della prematura scomparsa di Elena Spagnol, Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A. Il Consiglio di Amministrazione, il Collegio Sindacale e le persone del Gruppo ERG, nel ricordare Elena Spagnol per la passione, la competenza e l'impegno professionale e umano straordinario profuso verso la Società, hanno espresso il loro cordoglio e si sono raccolte intorno alla famiglia nel dolore per la grave perdita. Ai sensi di quanto previsto dall'art. 22 dello Statuto, il Sindaco Supplente Paolo Prandi subentra nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A., fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.
Comunicato Stampa del 27/10/2022	Corporate	Sottoscrizione con un pool di banche italiane ed internazionali di una linea di credito revolving "Sustainability – Linked" per un importo pari a 600 milioni di euro con una durata triennale e opzione di estensione per ulteriori due anni. La linea di finanziamento, in linea con i Sustainability-Linked Loan Principles, prevede un adeguamento dei margini al raggiungimento di specifici obiettivi ESG, inclusi nel piano industriale 2022-2026 del Gruppo. In particolare, gli obiettivi ESG si riferiscono alla crescita del portafoglio rinnovabile e alla Diversity & Inclusion. L'operazione, la prima di questo tipo per ERG, rafforza la struttura finanziaria del Gruppo, incrementandone la flessibilità, il profilo di liquidità e, nello stesso tempo, contribuisce allo sviluppo sostenibile del Gruppo.
Comunicato Stampa del 03/11/2022	Corporate	ERG conferma il proprio impegno sostenibile e rafforza il sistema di governance volto a evolvere la sua cultura inclusiva con l'introduzione della "Policy per il contrasto agli episodi di Violenza, Molestie e Bullismo nei luoghi di lavoro".

Comunicato Stampa del 26/11/2022	Corporate	Assegnato a ERG l'Oscar di Bilancio 2022 per la categoria "Medie e piccole imprese quotate". Il premio viene attribuito alle aziende che attraverso il proprio bilancio non solo rendicontano il proprio operato, ma dimostrano di voler condividere risultati e obiettivi con gli stakeholder attraverso una comunicazione puntuale e trasparente.
Comunicato Stampa del 29/11/2022	Corporate	ERG entra nell'indice FTSE MIB, l'indice di riferimento principale di Euronext Milan, mercato regolamentato organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., composto dai 40 maggiori titoli per liquidità e volume di scambi che rappresenta circa l'80% della capitalizzazione di mercato nazionale.
Comunicato Stampa del 13/12/2022	Corporate/ESG	ERG entra nella "A List" (precedentemente A-), di CDP (Carbon Disclosure Project), l'organizzazione globale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance nella gestione del climate change, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra.

Esterio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 31/01/2022	Spagna	Solare	ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 SA 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.
Comunicato Stampa del 24/03/2022	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.
Comunicato Stampa del 09/06/2022	Francia	Eolico	ERG annuncia la messa in esercizio del parco eolico di Les Bouchats in Francia, situato nella regione Grand-Est per un totale di 19,8 MW.
Comunicato Stampa del 7 luglio 2022	Polonia	Eolico	Messa in esercizio del parco eolico di Piotrków, situato nella parte settentrionale della Polonia, per un totale di 24,5 MW.
Comunicato Stampa del 13/10/2022	UK	Eolico	ERG annuncia l'avvio dei primi 50 MW del parco eolico di Sandy Knowe, a Dumfries & Galloway, nel sud della Scozia.
Comunicato Stampa del 14/10/2022	UK	Eolico	ERG ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote della società Corlacky Energy Ltd., interamente controllata da RES, che detiene i permessi per la costruzione e l'esercizio del parco eolico di Corlacky in Irlanda del Nord. Il progetto sarà costituito da 11 turbine per una capacità installata totale attesa fino a 47 MW.
Comunicato Stampa del 24/10/2022	Polonia	Eolico	ERG ha annunciato l'avvio del parco eolico di Laszki in Polonia (36 MW). Il parco, sviluppato e costruito internamente, è composto da 18 turbine Vestas V100 da 2,0 MW per una capacità installata di 36 MW e una produzione complessiva a regime di circa 90 GWh annui, evitando l'emissione di 76 kt di CO2 ogni anno.
Comunicato Stampa del 25/11/2022	Svezia	Eolico	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Furuby (62MW), nel sud della Svezia. Il parco si compone di 10 turbine Siemens Gamesa di ultima generazione da 6,2 MW la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3.400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.

Comunicato Stampa del 16/12/2022	UK	Eolico	Completamento dell'estensione del parco eolico di Sandy Knowe (36 MW).
Comunicato Stampa del 23/12/2022	Spagna	Solare	ERG ha sottoscritto con Renertia Investment Company un accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di una società proprietaria di un impianto solare fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella comunidad autónoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MWp. L'impianto, costruito da Aresol durante il 2022 è in fase di test e commissioning e si prevede la sua entrata in esercizio nei primi mesi del 2023.

Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (*clawback measure and windfall tax*)

Nel corso 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. n.21 del 21 marzo 2022¹² il cui impatto è stato stimato pari a 41 milioni (di cui circa 4 milioni relativi al business termoelettrico) e il contributo straordinario per il 2023, introdotto dalla Legge di Bilancio 2023 (Legge 197 del 29 dicembre 2022), il cui impatto è stato stimato pari a 19 milioni, rilevati entrambi alla riga Imposte ed isolati come *special item*.

Con riferimento all'art.15-bis del DL 4/2022 (Sostegni Ter)¹³ si precisa che, nell'esercizio 2022, l'applicazione della normativa ha comportato oneri per circa 7 milioni per le società solari. Tali oneri sono stati contabilizzati nel Margine Operativo Lordo e rilevati come *special item*.

Per quanto riguarda l'estero, si segnala l'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania e delle normative sul price cap¹⁴ in Europa che hanno comportato maggiori oneri nel 2022 per 28 milioni (15 milioni in Romania¹⁵, 7 milioni in Francia, 2 milioni in Germania, 2 milioni in Bulgaria e 1 milione in Polonia), contabilizzati nel Margine Operativo Lordo e rilevati come *special item*.

Complessivamente gli effetti delle sopracitate misure hanno avuto per il Gruppo un impatto pari a circa 91 milioni lordo tax (83 milioni net tax).

La tabella sottostante riassume i diversi impatti delle misure sopracitate, al lordo dell'effetto fiscale:

(milioni di Euro)

Paese	Extraprofiti (D.L. 21 marzo 2022)	Contributo di Solidarietà temporaneo (Legge n.197 29 dicembre 2022)	Sostegni - Ter (art.15 bis D.L. 4/2022)	Windfall taxes/Price Cap Europa	Totale
Italia*	37	19	7	-	63
Francia	-	-	-	7	7
Germania	-	-	-	2	2
Romania	-	-	-	15	15
Polonia	-	-	-	1	1
Bulgaria	-	-	-	2	2
Totale	37	19	7	28	91

* l'importo non comprende circa 4 milioni di Euro relativi al business termoelettrico.

Conflitto in Ucraina

In considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di febbraio 2022 in Ucraina, il management sta monitorando 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.

Per quanto riguarda il **rischio credito** non esistono posizioni aperte direttamente con controparti di diritto russe e ucraine; si segnala tuttavia che il principale cliente del Gruppo nel Sito di Priolo Gargallo è una società italiana controllata indirettamente da un gruppo russo. A tal proposito è delle ultime settimane la notizia che Litasco ha definito la cessione degli impianti di Priolo al fondo di private equity e asset management cipriota G.O.I. Energy.

¹² convertito in legge con Legge n. 51 del 20 maggio 2022

¹³ convertito in legge con Legge n. 25 del 28 maggio 2022

¹⁴ Nel mese di ottobre 2022 è stato pubblicato il Regolamento (UE) 2022/1854 del 6 ottobre 2022 che ha previsto l'istituzione di un tetto ai ricavi di mercato provenienti dall'energia elettrica prodotta con tecnologie definite "inframarginali" (inclusi eolico e solare) e un contributo solidaristico a carico dei settori petrolifero, del gas naturale e del carbone. Inoltre, è stato istituito un limite ai "ricavi di mercato" da generazione di energia elettrica da fonti "inframarginali" e in termini di euro per MWh di energia prodotta, non superiore a 180 euro/MWh. Tale limite si intende applicato in tutta l'Unione Europea e comporta la restituzione dei ricavi eccedenti. L'applicazione del limite è prevista dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023, con la possibilità di prolungamento o modifica a seguito di valutazione da parte della Commissione Europea.

¹⁵ Nel mese di novembre 2022, il Governo rumeno con l'Emergency Act n.53 ha introdotto ulteriori misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia, stabilendo l'obbligo per gli operatori con capacità superiore a 10 MW di vendere tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso di 450 lei/MWh, tramite la sottoscrizione di contratti PPA. Di conseguenza non si rilevano impatti della Windfall Tax nel quarto trimestre.

L'operazione è soggetta al verificarsi di alcune condizioni sospensive relative, tra l'altro, all'ottenimento delle autorizzazioni da parte di tutte le autorità competenti, incluso il Governo italiano che, peraltro con dpcm del 4 febbraio 2023 e ai sensi del D.L.207/2012, ha definito l'impianto di interesse strategico nazionale al fine di garantire la continuità aziendale degli stabilimenti di Priolo (compresi gli impianti di depurazione). Il closing dell'operazione è previsto entro la fine di marzo 2023 e nell'ambito di questa transazione, G.O.I. Energy avrebbe concordato accordi esclusivi di fornitura e di offtake a lungo termine con Trafigura, uno dei maggiori commercianti indipendenti di petrolio e prodotti petroliferi al mondo. Tali accordi dovrebbero garantire una fornitura sicura di petrolio alla raffineria e pertanto scongiurare le sanzioni che l'Unione Europea ha stabilito con riferimento al blocco delle importazioni di petrolio via mare dalla Russia che avrebbero potuto comportare un blocco degli impianti nella raffineria di Priolo qualora ISAB non avesse sostituito il grezzo di provenienza russa con importazioni provenienti da diverse aree geografiche (tra le conseguenze del blocco vi sarebbe stato il potenziale impatto sui contratti di vendita al sito da parte di ERG Power Generation).

In relazione alla **sicurezza impianti** si segnala la posizione di alcuni parchi eolici del Gruppo nell'EST Europa (Polonia e Romania) vicini al confine ucraino: trattandosi di Paesi che fanno parte della NATO al momento non si evidenziano rischi direttamente legati al conflitto.

In relazione alla **business continuity** in merito all'approvvigionamento di gas, ERG attualmente si approvvigiona su mercato spot e la criticità è principalmente legata all'operatività che è diventata più onerosa sia in termini di prezzi di approvvigionamento disponibili sul mercato che di effort organizzativo.

Le tensioni geopolitiche stanno avendo forti impatti sui mercati, sia finanziari che delle commodities, con un forte aumento dei tassi e dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, a fronte dei quali non si possono ad oggi escludere ulteriori interventi a livello regolatorio sul settore dell'energia. Si rileva infine un generale aumento dei prezzi di materie prime e prodotti finiti, aggravato dalle tensioni geopolitiche, i cui effetti potranno impattare gli investimenti in progetti in costruzione nel breve/medio termine. I profili di incertezza conseguenti al quadro macroeconomico attuale, con particolare riferimento alla dinamica dei tassi e ad eventuali ulteriori interventi regolatori nel settore dell'energia, potranno impattare sulla determinazione dei valori di recuperabilità degli attivi iscritti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

RISULTATI DEL PERIODO E SCENARIO

(milioni di Euro)	<i>Adjusted</i> ⁽¹⁾		<i>Reported</i> ⁽²⁾	
	2022	2021 ⁽³⁾	2022	2021 ⁽³⁾
Principali dati economici Adjusted ⁽¹⁾				
Ricavi	749	601	714	601
Margine operativo lordo	537	399	499	397
Risultato operativo netto	308	198	221	168
Risultato netto attività continue	216	127	89	86
Risultato netto	236	203	383	174
di cui Risultato netto di Gruppo	232	202	379	173
Principali dati finanziari Adjusted ⁽¹⁾				
Capitale investito netto attività continue ⁽⁴⁾	3.357	3.608	3.510	3.066
Patrimonio netto	2.059	1.556	2.055	1.569
Indebitamento finanziario netto attività continue ⁽⁴⁾	1.434	2.051	1.592	2.250
di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁵⁾	212	237	212	237
Leva finanziaria	41%	57%	44%	59%
Ebitda Margin %	72%	66%	70%	66%
Dati operativi				
Totale capacità installata a fine periodo	MW		2.944	2.418
Totale produzioni di energia elettrica	GWh		4.956	4.157
<i>Capacità installata Italia a fine periodo</i>	<i>MW</i>		1.440	1.234
<i>Produzione di energia elettrica in Italia</i>	<i>GWh</i>		2.312	2.295
<i>Capacità installata Francia a fine periodo</i>	<i>MW</i>		600	581
<i>Produzione di energia elettrica in Francia</i>	<i>GWh</i>		1.076	889
<i>Capacità installata Germania a fine periodo</i>	<i>MW</i>		327	327
<i>Produzione di energia elettrica in Germania</i>	<i>GWh</i>		556	428
<i>Capacità installata UK e Svezia a fine periodo</i>	<i>MW</i>		219	70
<i>Produzione di energia elettrica in UK</i>	<i>GWh</i>		226	-
<i>Capacità installata Spagna a fine periodo</i>	<i>MW</i>		92	-
<i>Produzione di energia elettrica in Spagna</i>	<i>GWh</i>		171	-
<i>Capacità installata in East Europe</i>	<i>MW</i>		266	206
<i>Produzione di energia elettrica in East Europe</i>	<i>GWh</i>		615	546
Investimenti ⁽⁶⁾	milioni di Euro		946	617
Dipendenti a fine periodo ⁽⁷⁾	Unità		573	553
Ricavi netti unitari ⁽⁸⁾				
Italia - Eolico	<i>Euro/MWh</i>		134	149
Italia - Solare	<i>Euro/MWh</i>		346	335
Francia - Eolico	<i>Euro/MWh</i>		98	88
Francia - Solare	<i>Euro/MWh</i>		96	90
Germania - Eolico	<i>Euro/MWh</i>		172	112
UK e Svezia - Eolico	<i>Euro/MWh</i>		150	-
Spagna - Solare	<i>Euro/MWh</i>		126	-
East Europa - Eolico	<i>Euro/MWh</i>		169	119

⁽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 adjusted 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".

⁽⁴⁾ L'indebitamento finanziario netto attività continue e il Capitale Investito Netto attività continue non includono il contributo del business termoelettrico nel 2022 destinato alla cessione; i valori 2021 reported non includono il contributo del business idroelettrico, ceduto nel gennaio 2022. I valori *adjusted* sono inoltre 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.

⁽⁶⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* pari a 638 milioni nel 2022 e 390 milioni nel 2021.

⁽⁷⁾ Il numero dei dipendenti del 2022 non include le 144 persone dedicate a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT. Analogamente il numero dei dipendenti del 2021 non comprende le 113 persone incluse nel perimetro idroelettrico ceduto ad ENEL Produzione S.p.A. e le 142 persone dedicate al business termoelettrico.

⁽⁸⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusivi 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 dell'esercizio

Come illustrato precedentemente nel paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio" si premette che i risultati *adjusted* non includono gli effetti delle misure (*clawback*) transitorie introdotte nel corso del periodo in diverse country che comportano restituzioni con un impatto negativo stimabile – in attesa di chiarimenti applicativi – in circa 35 milioni di Euro sul margine operativo lordo ed in circa 83 milioni di Euro sull'utile netto del perimetro attività continue.

Nel 2022 i **ricavi adjusted** sono pari a 749 milioni e registrano un incremento di 148 milioni rispetto al 2021 *adjusted*¹⁶ (601 milioni), il cui contributo è riconducibile principalmente alle recenti acquisizioni in Italia¹⁷ e al pieno contributo della capacità installata nel corso del precedente anno, oltreché alle acquisizioni effettuate all'estero e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed operativi progressivamente nel corso dell'esercizio. Le produzioni sono risultate pari a 5,0 TWh, in crescita del 19% (0,8 TWh) rispetto al 2021, per effetto dei volumi derivanti dalla maggiore capacità. 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 di copertura. L'effetto dei maggiori prezzi ha influito all'estero, soprattutto in Germania ed Est Europa, in funzione dei loro specifici meccanismi di incentivazione. In Italia i ricavi unitari sono in lieve riduzione rispetto al 2021, in quanto larga parte della produzione è ceduta a prezzi prefissati attraverso contratti stipulati in esercizi precedenti, mentre si registra un significativo decremento del valore unitario dell'incentivo GRIN.

Il **margine operativo lordo adjusted**¹⁸, al netto degli special items, si attesta a 537 milioni, in aumento di 138 milioni rispetto ai 399 milioni registrati nel 2021 *adjusted*. In sintesi:

ITALIA

- **Eolico (-25 milioni):** margine operativo lordo pari a 218 milioni, in riduzione rispetto al 2021 *adjusted* (243 milioni) a seguito dei minori volumi registrati per effetto della minore ventosità (2.062 GWh nel 2022 di cui 145 GWh derivanti dai nuovi asset rispetto ai 2.078 GWh del 2021) ed ai minori prezzi catturati in parte compensati dal contributo dei neoacquisiti asset eolici, consolidati integralmente dal 1°agosto (34 milioni). Al netto dell'effetto perimetro, i prezzi di vendita catturati risultano inferiori all'anno precedente in quanto l'effetto scenario prezzi è stato compensato dal minor valore dell'incentivo (43 rispetto ai 109€/MWh del 2021) oltreché dai derivati di copertura.
- **Solare (+12 milioni):** margine operativo lordo pari a 77 milioni, in aumento rispetto al 2021 *adjusted* (65 milioni) principalmente per effetto della maggiore capacità installata (34 MW) a seguito dell'acquisizione di 18 impianti fotovoltaici, consolidati dal 1°luglio e per effetto dei maggiori volumi registrati (250 GWh nel 2022 di cui 23 GWh derivanti dal consolidamento dei nuovi asset rispetto a 216 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi, al netto dei derivati di copertura, è risultato sostanzialmente neutro.

ESTERO

- **Eolico (+129 milioni):** margine operativo lordo pari a 244 milioni, in aumento rispetto al 2021 *adjusted* (115 milioni) per il pieno contributo derivante dagli incrementi di perimetro del 2021 in UK, Francia e Germania, oltreché per effetto dei migliori prezzi catturati ed alla maggiore ventosità riscontrata in East Europe e Germania. Inoltre, i risultati beneficiano del progressivo contributo dei 229 MW di nuova capacità installata nel 2022.
- **Solare (+22 milioni):** margine operativo lordo pari a 23 milioni grazie al contributo sull'intero anno dei parchi consolidati in Francia (79 MW) nel secondo semestre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 118 milioni grazie al pieno contributo dei nuovi impianti entrati in esercizio o acquistati nel 2021, oltre che alle acquisizioni ed energizzazioni effettuate nel corso del 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.

¹⁶ Si precisa che a seguito dell'importante processo di Asset Rotation intrapreso dal Gruppo i dati comparativi del 2021 non includono il contributo del business idroelettrico, ceduto nel gennaio 2022, e del business termoelettrico, destinato alla vendita.

¹⁷ Si precisa che gli impianti solari acquisiti da ABN Amro Sustainable Impact PE B.V. (per complessivi 34 MW) sono consolidati integralmente a partire dal 1°luglio 2022, mentre gli impianti eolici acquisiti da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. (per complessivi 172 MW) sono consolidati integralmente a partire dal 1°agosto 2022.

¹⁸ il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 12 milioni, agli altri effetti negativi degli special items per circa 50 milioni. Si precisa inoltre che il margine operativo lordo *adjusted* non include il contributo del business termoelettrico (57 milioni), destinato alla vendita e riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 308 milioni (198 nel 2021 *adjusted*) dopo ammortamenti per 229 milioni, in aumento rispetto al 2021 (201 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi entrati in operatività in Regno Unito, Francia e Polonia sviluppati internamente, oltreché del significativo contributo degli asset eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 in Italia e all'estero, solo in parte compensati da minori ammortamenti per il raggiungimento termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici in Italia.

Il **risultato netto delle attività continue adjusted** è pari a 216 milioni in sensibile aumento rispetto al 2021 *adjusted* (127 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, in riduzione a seguito del pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021, solo in parte compensato da un effetto perimetro a seguito delle acquisizioni avvenute nel 2022. Si precisa, inoltre, che la voce non include l'impatto (-23 milioni, al netto delle relative imposte) delle normative relative all'applicazione del price cap in Europa (*clawback*), degli effetti dell'applicazione dell'art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter) (oneri per 5 milioni, al netto delle relative imposte), l'impatto derivante dall'art.37 del D.L. 21/2022 in Italia pari a circa 37 milioni¹⁹ ed il Contributo Straordinario in Italia per 19 milioni; tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, per complessivi 83 milioni, sono state isolate come *special items*.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l.²⁰, proprietaria dell'impianto CCGT rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a 232 milioni, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2021 (202 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari.

Il **risultato netto di Gruppo** è pari a 379 milioni in aumento rispetto ai 173 milioni del 2021 *adjusted*. Il risultato comprende principalmente 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 le svalutazioni degli asset eolici oggetto di Repowering (pari a circa 14 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (16 milioni), la svalutazione del CCGT in corso di cessione (66 milioni), i costi legati alle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2022 (pari a circa 2 milioni), oltreché i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia (*clawback*), (pari a 65 milioni in Italia²¹ e 23 milioni all'Estero) ed il contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, riclassificato alla riga "attività destinate ad essere cedute".

Nel 2022, gli **investimenti** sono stati pari a 946 milioni (617 del 2021 *adjusted*) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari (115 milioni) ed eolici (396 milioni) in Italia e di parchi solari in Spagna (100 milioni) avvenuta nel mese di gennaio 2022, all'acquisizione di una società che detiene i permessi per la costruzione e l'esercizio di un parco eolico in Irlanda del Nord (27 milioni) ed alle attività di sviluppo organico (282 milioni di Euro rispetto ai 215 milioni nel 2021 *adjusted*), in particolare correlate al completamento dei parchi eolici in UK per circa 179 MW (di cui 50 MW entrati in funzione a fine ottobre e 36 MW a metà dicembre), Polonia per 61 MW (di cui 24,5MW entrati in funzione nel mese di giugno e 36 MW nel mese di ottobre), Francia 20 MW (entrati in funzione nel mese di giugno) e Svezia per 62 MW (entrato in funzione a fine novembre), 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. Sul solare Italia proseguono le attività di revamping degli impianti (15 milioni), volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi. Inoltre, proseguono gli investimenti nell'area ICT e nei progetti minori di mantenimento.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.434 milioni**, in diminuzione (-617 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 (523 milioni²²), in parte compensato dalle acquisizioni in Italia, Spagna e UK (638 milioni), dagli investimenti del periodo (307 milioni), dai dividendi distribuiti agli azionisti (139 milioni), dal pagamento delle imposte (92 milioni)²³, 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 S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, presenta una posizione debitoria al 31 dicembre 2022 pari a 98 milioni di euro. Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 153 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 dicembre 2022 a 157 milioni.

¹⁹ Tale impatto è stato calcolato sulla base di un'aliquota pari al 25% per il periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2021 e il 30 aprile 2022. L'importo indicato considera il perimetro relativo le attività continue, non comprensivo pertanto di ulteriori 4 milioni di euro relativi al business termoelettrico, rilevato nelle attività discontinue, essendo destinato alla vendita.

²⁰ Si precisa che i risultati *adjusted* delle *discontinued operations* includono il pieno contributo degli ammortamenti del business termoelettrico. Si segnala che il margine operativo lordo del CCGT nel 2022 è stato pari a 56 milioni (29 milioni nel 2021).

²¹ L'importo indicato è comprensivo di 4 milioni di euro relativi al business termoelettrico.

²² Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

²³ L'importo include il pagamento dell'acconto ai sensi dell'art.37 del D.L. n.21/2022 pari a circa 39 milioni, oltreché i versamenti delle imposte dirette.

Mercato di riferimento

Scenario prezzi

Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	FY	
	2022	2021
Italia		
PUN ⁽¹⁾	304	125
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	43	109
TTF	121	46
CO2	80	53
Estero		
Francia	276	109
Germania	235	97
Polonia	207	129
<i>di cui Energia Elettrica</i>	167	87
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	40	42
Bulgaria	253	109
Romania	295	141
<i>di cui Energia Elettrica</i>	265	111
<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
Irlanda del Nord	226	136
Gran Bretagna	241	138
Spagna	168	112
Svezia SE4	152	81

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale: prezzo di riferimento elettricità Italia

Quadro Normativo - Incentivi

Incentivi Italia

Eolico	
Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● Impianti entrati in esercizio prima del 2013: <i>feed-in premium</i> (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni ● Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni. ● Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti (a partire dalla sesta asta anche se non hanno aderito al c.d. "Spalmaincentivi") sebbene con un aumento del 5% del ribasso offerto. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo della tariffa spettante un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ● Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni. ● Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica. ● Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto. ● Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011. ● Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro. ● Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro. ● Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo: <ol style="list-style-type: none"> a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi; b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente; c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto. ● Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che: <ol style="list-style-type: none"> a) siano autorizzati; b) utilizzino componenti nuovi; c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola; tale divieto non si applica agli impianti agrovoltaici che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, adottino soluzioni integrative innovative tali da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrovoltaici è inoltre subordinato, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico e la produttività agricola

Incentivi Estero

Germania	Eolico	
Germania	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021, EEG 2023). Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere alle aste purché di capacità non superiore a 20 MW. ● Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;

Francia	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del <i>load factor</i> effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400. Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: feed-in premium (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti; il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta (per l'aggiudicazione di incentivi di durata 20 anni parzialmente adeguati ad indici inflattivi su base annua) o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW e che rispettano specifici criteri.
Francia	Solare	<ul style="list-style-type: none"> Introdotta nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW. A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie di durata 20 anni, parzialmente adeguato ad indici inflattivi su base annua.
Bulgaria	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> Tariffa (feed-in tariff – FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.
Polonia	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo, di durata fino a 15 anni, è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie).
Romania	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: <ul style="list-style-type: none"> a) periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025); b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi); Il cap e il <i>floor</i> entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/MWh e 29,4 €/MWh. La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.
Spagna	Solare	<ul style="list-style-type: none"> <i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in €/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto. È anche previsto un ulteriore elemento di integrazione dei ricavi, espresso in €/MWh, qualora necessario, a copertura dei costi operativi "<i>Retribucion a la Operacion</i>" A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.

Aggiornamenti Normativi ed Istituzionali di Rilievo nell'Esercizio

UNIONE EUROPEA

- **Commissione Europea - Nuove Linee Guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.**

Lo scorso dicembre 2021 la Commissione europea ha approvato nuove linee guida sugli aiuti di Stato all'energia e all'ambiente (CEEAG).

Le nuove linee guida si applicheranno a tutte le decisioni di sostegno economico prese dagli Stati Membri a partire da gennaio 2022; è però necessario adeguare gli strumenti di sostegno adottati ai nuovi orientamenti - ove materialmente applicabile - entro il 31 dicembre 2023.

Provvedimenti correlati alla crisi energetica e all'aumento dei prezzi di elettricità e gas

- **Pacchetto REPowerEU.**

A seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia e della conseguente brusca contrazione delle importazioni di gas naturale russo in Europa, nello scorso maggio 2022 la Commissione Europea ha pubblicato la comunicazione "REPowerEU" per rendere l'Europa più resiliente in materia energetica ed indipendente dai combustibili fossili russi ben prima del 2030.

Tra le principali misure e azioni proposte per le energie rinnovabili sono inclusi la proposta di innalzamento del target europeo al 2030 dal 40% al 45%, un obiettivo di installare fotovoltaico di 320 GW al 2025 e quasi 600 GW al 2030.

Soprattutto, sono previste Linee guida europee per abbreviare e semplificare le procedure autorizzative sia per gli impianti ad energie rinnovabili che per le infrastrutture di rete, all'interno di "go-to areas" a basso rischio ambientale con tempi autorizzativi dimezzati.

Alla comunicazione REPowerEU della Commissione è seguita l'adozione di diversi **regolamenti del Consiglio dell'Unione Europea di carattere temporaneo** afferenti diversi ambiti del settore energetico. I principali provvedimenti, in ordine cronologico, sono riassunti qui di seguito.

- Ad agosto 2022 è stato pubblicato il **Regolamento (UE) 2022/1369** per coordinare la riduzione della domanda di gas negli Stati membri per la stagione invernale 2022-2023. È previsto un obiettivo volontario di riduzione della domanda di gas del 15%, che si tramuta in obbligatorio in ciascuno Stato membro in caso di dichiarazione di stato di allerta dell'Unione in caso di carenza di gas, ovvero di domanda di gas eccezionalmente elevata.

- Ad ottobre 2022 è stato pubblicato il **Regolamento (UE) 2022/1854 del 6 ottobre 2022** che prevede in particolare:

- l'istituzione di un tetto ai ricavi di mercato provenienti dall'energia elettrica prodotta con tecnologie definite "infra-marginali";
- un contributo solidaristico a carico dei settori petrolifero, del gas naturale e del carbone;

Viene istituito un limite ai "ricavi di mercato" unitari da generazione di energia elettrica da fonti "infra marginali", inclusi eolico e solare, ponendoli non superiori a 180 euro/MWh. Tale limite si intende applicato in tutta l'Unione Europea e comporta la restituzione dei ricavi eccedenti.

Per «ricavi di mercato» si intendono i proventi derivanti dalla vendita e dalla fornitura di energia elettrica, indipendentemente dalla forma contrattuale, includendo quindi i PPA o altri prodotti di copertura finanziaria.

Gli Stati membri possono mantenere o introdurre, sotto

condizioni specifiche, ulteriori limitazioni dei ricavi mirati a fronteggiare la crisi energetica, ovvero fissare limiti più elevati (i) per le tecnologie con LCOE più elevato o (ii) in caso di rischio di aumento di CO₂ e/o diminuzione delle energie rinnovabili. Possono pure scegliere di non applicare il limite per i ricavi da servizi / ridispacciamento e assoggettare alla restituzione il 90% dei ricavi eccedenti.

Le tempistiche di calcolo di tali eccedenze sono decise da ciascun Stato membro in base ai tempi di regolamento dello scambio di energia (ad esempio ogni ora) o successivamente.

Il limite non si applica ai Contratti per differenza a 2 vie, alle tariffe *feed-in* e ad altre forme di limitazione alle entrate non correlate alla crisi energetica in corso.

La Commissione è stata incaricata di fornire gli orientamenti agli Stati membri per l'attuazione di tale misura.

L'applicazione del limite è prevista dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023, con la possibilità di prolungamento e/o modifica dopo opportuna valutazione da parte della Commissione europea (si rimanda alla tabella di sintesi per le specifiche applicazioni nei Paesi in cui ERG opera).

- A dicembre 2022 è stato pubblicato il **Regolamento (UE) 2022/2577** con cui si istituisce un quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili.

La misura resta in vigore per 18 mesi dal 30 dicembre 2022; se ritenuto opportuno, la Commissione propone di prorogarne la validità.

Le misure del Regolamento sono applicabili ai nuovi progetti, tuttavia è facoltà degli Stati membri applicare il Regolamento anche alle procedure di autorizzazione in corso qualora non già concluse alla stessa data.

Nel rispetto di alcune condizioni, gli Stati membri possono esentare i progetti da fonti rinnovabili e i relativi progetti di stoccaggio/rete dalle valutazioni di impatto ambientale (VIA) e della protezione delle specie naturali, quando il progetto sia situato in un'area dedicata opportunamente definita dagli Stati membri («area idonea») e che l'area sia stata sottoposta a una valutazione ambientale strategica (VAS).

Specificamente per il Repowering di impianti esistenti con aumento della capacità, l'intera procedura autorizzativa comprese le opere di connessione alla rete non supera i 6 mesi compresa la VIA; la tempistica è ridotta a 3 mesi in caso di aumento di capacità non superiore al 15%. La VIA, se richiesta, è limitata alle modifiche o all'estensione rispetto al progetto iniziale.

Per il revamping fotovoltaico che non comporta l'uso di spazio aggiuntivo, il progetto è esentato – sotto condizioni – dallo screening VIA.

Per fotovoltaico "roof-top" o similare su strutture esistenti non appositamente, la procedura autorizzativa completa non supera i 3 mesi. Tali impianti sono esentati dallo screening VIA o dalla VIA stessa, a determinate condizioni. Nello stesso mese è stato emesso il Regolamento n. 2022/2578 che istituisce un limite dinamico al prezzo del gas naturale. Il meccanismo è applicabile a partire dal 15 febbraio 2023 fino al 1° febbraio 2024. In sintesi, è previsto un price cap dinamico applicabile alla negoziazione di derivati TTF, attivato e disattivato automaticamente al verificarsi di determinate condizioni.

Le disposizioni del Regolamento non si applicano a negoziazioni e contratti sui derivati TTF conclusi prima del 1 febbraio 2023;

• **Nono pacchetto di sanzioni contro la Russia.**

Lo scorso dicembre 2022 sono stati pubblicati i Regolamenti (UE) del Consiglio n. 2022/2474, n. 2022/2475 e quello di esecuzione n. 2022/2476, costituenti il cosiddetto “Nono pacchetto di sanzioni”.

Sono previste in particolare misure volte a intensificare i controlli e le restrizioni all'esportazione di beni, chiarendo le modalità di liquidazione, il disinvestimento o il ritiro delle

attività dalla Russia. Viene pure ampliato il divieto di nuovi investimenti nel settore energetico russo e varato un divieto nel settore minerario, ad eccezione di attività che interessano alcune materie prime essenziali. Vengono modificate le deroghe a discrezione delle autorità competenti nazionali già previste, afferenti fra l'altro l'approvvigionamento e il trasporto di gas naturale.

Di seguito uno schema di sintesi con le specifiche misure adottate dagli Stati Membri in ottemperanza del Regolamento (UE) 2022/1854 del 6 ottobre 2022, in base all'attuale comprensione dei testi ad oggi approvati.

PAESE	Rif. Legge	Prezzo limite applicabile ad impianti eolici onshore e FV (price cap)	Ricavi (oltre il price cap) da restituire (%)	Modalità di calcolo	Periodo di applicabilità
ITALIA	Legge n. 197 del 29 dicembre 2022 (legge di bilancio 2023),	180 €/MWh (mensili)	100%	mensile	01/12/22 - 30/06/23
FRANCIA	Legge n.1726 del 30 dicembre 2022 (finanze per il 2023)	100 €/MWh	90%	da definirsi con decreto	01/12/22 - 31/12/23
GERMANIA	Legge del 20 dicembre 2022 sul freno del prezzo dell'elettricità (Strompreisbremsegesetz – StromPBG)	<ul style="list-style-type: none"> Impianti incentivati: tariffa + 30 €/MWh + 6% del prezzo catturato specifico per la tecnologia in Germania Impianti merchant: 130 €/MWh + 6% del prezzo catturato specifico per la tecnologia in Germania Impianti che hanno terminato il periodo di incentivazione: 100 €/MWh + 6% del prezzo catturato specifico per la tecnologia in Germania 	90%	mensile	01/12/22 - 30/06/23
POLONIA	Legge del 27 ottobre 2022 sulle misure di emergenza per limitare i prezzi dell'energia elettrica, successivamente emendato dalla Legge del 15 dicembre 2022 Ordinanza del Consiglio dei Ministri del 8 novembre 2022 sui metodi di calcolo del prezzo limite, successivamente emendata dall'Ordinanza del Consiglio dei Ministri del 15 dicembre 2022	<ul style="list-style-type: none"> Impianti con incentivo CfD assegnato tramite in asta: prezzo aggiudicato (specifico per impianto) Impianti merchant: prezzo di riferimento nel sistema d'asta in vigore alla data di calcolo + 50 PLN/MWh 	100%	giornaliero	01/12/22 - 31/12/23
BULGARIA	Legge del 30 dicembre 2022 sull'attuazione delle disposizioni della legge sul bilancio statale per il 2022 Ordinanza del Consiglio dei Ministri del 11 gennaio 2023	<ul style="list-style-type: none"> Impianti con incentivo FiP: tariffa FiP (specifico per impianto) Impianti merchant: 350 BGN/MWh su base oraria (ca. 180 €/MWh) 	<ul style="list-style-type: none"> 90% per impianti con incentivo FiP 100% per impianti merchant 	orario	01/12/22 - 31/12/23

ITALIA

- **Dlgs 199/2021 di recepimento della Direttiva 2018/2001 (RED II)**

Lo scorso novembre 2021 è stato pubblicato il Decreto legislativo n. 199/2021 per l'attuazione della Direttiva europea 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).

Tra le principali disposizioni, viene confermata la possibilità di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili che, per impianti di capacità superiore a 1 MW, viene realizzato attraverso aste al ribasso, finalizzate all'aggiudicazione di contratti per differenza a due vie e pianificate per almeno un quinquennio. In forte ritardo rispetto alle previsioni di legge, a tutt'oggi tale disposizione non è stata ancora attuata.

Per i contingentati non aggiudicati attraverso i bandi previsti dal DM 4/7/2019 (DM FER 1), è prevista l'effettuazione di altre sessioni d'asta oltre il 2021, fino ad esaurimento della capacità disponibile.

Vengono introdotte le "Aree idonee" all'installazione di impianti ad energia rinnovabile, intese come aree ad «elevato potenziale» rinnovabile, individuate dalle Regioni tramite Legge regionale sulla base di criteri attuativi definiti dal Governo. Anche in questo caso, in forte ritardo rispetto alle previsioni di legge, le disposizioni correlate non sono state ancora attuate né dalle istituzioni centrali, né dalle Regioni.

Sono considerate idonee le aree sede di progetti di repowering qualificati come "non sostanziali" secondo il DL Semplificazioni 2021.

In tali aree viene attuata la semplificazione autorizzativa dei progetti di energie rinnovabili, prevedendo pure l'espressione obbligatoria ma non vincolante di Sovraintendenze e Ministero della Cultura per la valutazione di impatto ambientale.

- **Capacity Market Aste 2024 – disposizioni attuative**

Lo scorso 21 febbraio 2022 si è tenuta l'asta del Mercato della Capacità per l'anno di consegna decorrente a partire dal 1° gennaio 2024. ERG si è aggiudicata 14 MW della capacità ad asta (Capacità Disponibile in Probabilità) relativa a due progetti di sistemi di accumulo elettrochimico per complessivi 22 MW nell'Area Centro-Sud e Sicilia, rispettivamente da 10 MW (6 MW in CDP) e 12 MW (8 MW in CDP), attualmente in fase autorizzativa con un prezzo di aggiudicazione dell'asta pari a 33,467 k€/MWCDP/anno, per una durata di 15 anni a partire dal 2024.

Inoltre, in continuità con gli anni precedenti, il Gruppo è risultato assegnatario di un contratto annuale per l'impianto CCGT di Priolo per una capacità pari a 290 MW di CDP a un prezzo di aggiudicazione pari a 33 k€/MWCDP/anno.

- **Capacity Market 2019 – Periodo di consegna 2023**

Lo scorso 1° gennaio 2023 è stato avviato il periodo di consegna per l'anno 2023 concernente l'asta del Capacity Market tenutasi il 6 novembre 2019.

In tale occasione, il Gruppo ERG è risultato assegnatario di 340 MW di capacità riferita all'impianto CCGT di Priolo con prezzo di aggiudicazione di 33 k€/MWCDP/anno, in analogia rispetto all'anno 2022.

- **Capacity Market 2019 – Periodo di consegna 2022**

Lo scorso 1° gennaio 2022 è stato avviato il periodo di consegna concernente l'asta del Capacity Market tenutasi il 6 novembre 2019.

In tale occasione, il Gruppo ERG è risultato assegnatario di 340 MW di capacità riferita all'impianto CCGT di Priolo con prezzo di aggiudicazione di 33 k€/MWCDP/anno.

Nel mese di marzo 2022, ARERA ha approvato la delibera con cui modifica la metodologia di calcolo dello strike price, necessaria per via dell'eccezionale volatilità delle

quotazioni del gas naturale e delle quote di CO₂.

- **Disposizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.**

L'ARERA ha definito le condizioni di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo e dai servizi ausiliari, a prescindere dalla configurazione impiantistica. La nuova regolazione sarà completata a partire dal 1° gennaio 2024. L'applicazione è su base volontaria, l'operatore a decorrere dal 1° ottobre 2022 può aderire alla nuova regolazione.

- **Approvazione della disciplina sugli sbilanciamenti.**

L'ARERA, con delibera 523/2021, ha approvato la disciplina degli sbilanciamenti in attuazione del quadro regolatorio europeo. La riforma entra in vigore dal 1° aprile 2022.

Tra le decisioni di maggior rilievo, le aree di prezzo di sbilanciamento che restano per ora coincidenti con la zona di mercato, rimandando più avanti la determinazione di zone "dinamiche".

Viene stabilito un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale per le unità abilitate (UAB), per neutralizzare gli eventuali comportamenti opportunistici, come pure un corrispettivo per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

- **Introduzione di una nuova sessione di mercato preliminare a MGP**

Con la delibera 517/2021 ARERA ha approvato la proposta di Terna di inserire una nuova sessione di mercato, preliminare al Mercato del Giorno Prima, avente ad oggetto lo scambio di riserva terziaria di sostituzione.

Tutti gli Utenti del Dispacciamento abilitati a partecipare al MSD devono presentare – ogni giorno dell'anno – offerte per questa sessione di mercato.

In caso di partecipazione al Capacity Market, le quantità offerte concorrono a coprire l'obbligo di offerta sul mercato.

- **Scambio dati tra TSO-DSO-Utenti significativi della rete.**

Con la delibera 540/2021/R/eel ARERA ha stabilito la regolazione di riferimento per lo scambio dati tra Terna-DSO-Significant Grid Users finalizzata a garantire una maggiore osservabilità della generazione su rete MT, tipicamente fotovoltaica. La disciplina di riferimento prevede un contributo forfettario per l'adeguamento degli impianti esistenti avente valore decrescente in funzione delle tempistiche di adeguamento.

- **Massimizzazione della produzione elettrica con combustibili diversi dal gas naturale**

Al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, con il Decreto-Legge 25 febbraio 2022 n.14 e l'Atto di Indirizzo del Ministero della Transizione Ecologica del 1° settembre 2022, sono state previste una serie di misure atte a contenere il consumo di gas naturale nel Paese.

Sulla base di tali disposizioni, a decorrere dal 19 settembre 2022 è in vigore un programma di massimizzazione della produzione elettrica con combustibili diversi dal gas naturale (carbone, olio combustibile, bioliquidi sostenibili), nell'ambito del quale ARERA e TERNA hanno definito rispettivamente criteri e modalità applicative.

- **Decreto “sostegni-ter” contenente misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico – Decreto “aiuti-bis” - Decreto “aiuti-ter”– Decreto “aiuti-quater” ” e relative leggi di conversione.**

Lo scorso 27 gennaio è stato pubblicato il Decreto-legge n. 4/2022 “sostegni-ter”, convertito in legge con Legge 25/2022 a marzo, che introduce tra l'altro misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

Uno specifico articolo, poi sostituito da un'analogia disposizione contenuta nel successivo Decreto n. 13/2022 “Anti-frodi”, prevede che a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, sull'energia elettrica prodotta da alcuni impianti a fonti rinnovabili, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia.

Tale meccanismo si applica esclusivamente alle produzioni fotovoltaiche incentivate fino al quarto Conto Energia, nonché a tutte le produzioni non incentivate degli impianti FER (solare, idroelettrico, geotermia ed eolico), purché entrati in esercizio in data antecedente al 1.1.2010. Tali produzioni restano escluse dal campo di applicazione della norma qualora siano oggetto di contratti di vendita dell'energia conclusi prima del 27 gennaio 2022, a prezzo fisso, non dipendente dalle fluttuazioni di mercato e nella misura in cui il prezzo non sia superiore del 10% rispetto ai prezzi di riferimento indicati in una tabella allegata al decreto.

Con il successivo Decreto-legge n. 115/2022 “aiuti-bis”, pubblicato nell'agosto 2022 e convertito in legge con Legge 142/2022 a settembre, è stata disposta la proroga al 30 giugno 2023 del citato meccanismo di compensazione. E' pure specificato che nel caso di produttori appartenenti a un gruppo societario che hanno ceduto «infra-gruppo» l'energia elettrica immessa in rete, rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo, anche non produttrici, e soggetti esterni al gruppo. In caso di omesso versamento del contributo straordinario, le sanzioni originariamente previste vengono raddoppiate.

Attraverso l'ulteriore Decreto-legge n. 144/2022 “aiuti-ter”, pubblicato a settembre 2022 e convertito in legge a novembre, è stata modificata in particolare la modalità di versamento del meccanismo di compensazione a due vie del DL n.4/2022.

Con il Decreto-legge n. 176/2022 “aiuti-quater”, pubblicato a dicembre 2022 e convertito in legge a gennaio 2023, sono stati stanziati ulteriori fondi contro il caro-energia. In continuità con i precedenti provvedimenti, le misure riguardano in particolare agevolazioni fiscali per le imprese energivore e gasivore e fondi per il rilancio della produzione nazionale di gas. Per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, sono previste disposizioni concernenti la Commissione tecnica PNRR-PNIEC, con la previsione dell'aumento dei membri della Commissione dagli attuali 40 a 70.

- **ARERA Delibera 266/2022**

Lo scorso giugno ARERA ha pubblicato la delibera che definisce le modalità operative per l'adempimento al meccanismo di compensazione previsto dal Decreto “Sostegni-ter”.

In sintesi, entro il 10 agosto 2022, i produttori interessati alla misura erano tenute a fornire al GSE le informazioni richieste; entro ottobre 2022 è avvenuta la prima regolazione delle partite economiche da parte del GSE relative al periodo febbraio-agosto.

Entro la fine del 2022, in presenza di contratti di fornitura, i produttori trasmettono il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica.

La regolazione a conguaglio delle partite economiche viene

effettuata entro maggio 2023 sulla base dei dati a consuntivo.

A seguito di una serie di azioni legali intraprese da molteplici operatori di settore contro la Delibera ARERA 266/2022 (oltre 1000), alcune cause “pilota” sono state discusse a novembre 2022 e poi decise dal TAR Lombardia all'inizio di dicembre 2022. Più precisamente, il TAR Lombardia ha annullato la Delibera ARERA 266/2022 rendendo tuttavia noto -inizialmente- il solo dispositivo (ovvero la decisione, senza le motivazioni) della propria decisione. L'ARERA ha quindi impugnato il dispositivo e richiesto la sospensione dell'esecutività dello stesso; tale richiesta di sospensione è stata accolta con ordinanza dal Consiglio di Stato e, per l'effetto, la Delibera è divenuta nuovamente efficace.

In data 9 febbraio 2023 sono state pubblicate le motivazioni della decisione del TAR e il 2 marzo l'Autorità ha conseguentemente deliberato di integrare il suo appello avverso le citate sentenze del TAR Lombardia.

- **Decreto “Energia” contenente ulteriori misure di contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale e per lo sviluppo delle energie rinnovabili e relativa legge di conversione.**

Lo scorso 1° marzo è stato pubblicato il Decreto-Legge n.17/2022, anch'esso dedicato al contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale. Il Decreto è stato poi convertito in legge con Legge n. 34/2022.

Alcune delle misure previste sono volte a favorire l'accelerazione dello sviluppo delle energie rinnovabili, intervenendo sulla semplificazione, anche procedurale, dell'installazione di tali impianti.

Viene ampliata la definizione delle “aree idonee” in attesa dell'emanazione delle leggi regionali che dovranno individuarle, mentre sono incrementate le soglie per considerare il repowering degli impianti eolici come «modifica non sostanziale».

- **Decreto-legge «Ucraina-bis» o «Taglia prezzi» e relativa legge di conversione - Decreto-legge «Aiuti» e relative leggi di conversione.**

Lo scorso 20 maggio è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge di conversione del Decreto-legge n. 21/2022 (detto “Ucraina-bis” o “Taglia Prezzi”), in merito alle “Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina”.

La legge contiene la disposizione sul “**Contributo straordinario contro il caro bollette**”, modificata poi da un ulteriore Decreto-legge - n. 50/2022 – convertito dalla legge n. 91 del 15 luglio 2022 relativo alle politiche energetiche nazionali e crisi ucraina” (detto “Aiuti”).

La disposizione prevede, per ogni società di un gruppo industriale attivo nel settore energetico, una tassazione aggiuntiva dei profitti basata sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive del periodo dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al saldo dell'analogo periodo precedente.

Il valore dell'aliquota applicata, inizialmente del 10%, è stato incrementato al 25% e si applica qualora il suddetto incremento sia superiore a euro 5.000.000. Il contributo non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%.

Attraverso la Legge di Bilancio 2023, è stato confermato che sono esclusi dalla tassazione aggiuntiva i saldi derivanti da operazioni di cessione e di acquisto di azioni, obbligazioni o di altri titoli non rappresentativi di merci e quote sociali che intercorrono tra i soggetti destinatari della misura, così come non concorrono al computo le operazioni attive non soggette a IVA per carenza di presupposto territoriale, se e nella misura in cui gli acquisti ad essere afferenti siano territorialmente non rilevanti ai fini dell'IVA.

La legge contiene pure alcune **disposizioni a favore dello**

sviluppo delle energie rinnovabili.

Tra gli interventi sottoposti a dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA), per gli impianti eolici è inclusa la sostituzione del rotore qualora l'aumento della dimensione delle pale sia contenuto entro il 20%.

Per gli impianti fotovoltaici a terra, invece sono soggetti a DILA gli interventi che, pur prevedendo la sostituzione di moduli e altri componenti anche con modifica del layout dell'impianto, comportino una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 50%.

Viene inoltre elevata a 20 MW la soglia oltre cui effettuare il procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA) e quello di screening VIA per alcune tipologie di progetti fotovoltaici.

Per quanto riguarda le Aree «idonee», la Presidenza del Consiglio dei Ministri esercita il potere sostitutivo in caso di mancata adozione della legge regionale, ovvero di non ottemperanza ai criteri nazionali di individuazione.

Vengono considerate temporaneamente idonee le aree che (i) non includono beni sottoposti a tutela dal Ministero della Cultura e (ii) non ricadono della "fascia di rispetto" di tali beni;

La Direzione Generale del Ministero della Cultura deve stabilire criteri uniformi e oggettivi di valutazione dei progetti rinnovabili.

Durante le riunioni della Commissione Tecnica PNRR PNIEC il Ministero della Cultura partecipa ai lavori ma senza diritto di voto.

ARERA ha pubblicato sul proprio sito la Delibera 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel contenente le disposizioni di dettaglio in ottemperanza all'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4.

- **Legge annuale per il mercato e la concorrenza.**

Lo scorso agosto 2022 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge annuale per il mercato e la concorrenza con cui è stata conferita delega al Governo per la semplificazione in materia di fonti energetiche rinnovabili. Il Governo è quindi delegato ad adottare entro 12 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, opportuni decreti legislativi in materia di autorizzazione di fonti energetiche rinnovabili, al fine di un riordino del quadro giuridico.

- **Legge di bilancio 2023 – attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica.**

A fine dicembre 2022 è stata pubblicata la Legge di Bilancio 2023 dello Stato italiano. Nella legge sono incluse le disposizioni con cui l'Italia intende dare attuazione al Regolamento (UE) 2022/1854 relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia.

Dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, è applicato un «tetto» ai ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica immessa in rete da impianti «infra-marginali» quindi inclusi quelli eolici e fotovoltaici, non rientranti nel perimetro di applicazione dell'art.15 bis del DL "Sostegni ter".

Un meccanismo di compensazione a una via obbliga il produttore a versare al GSE la differenza (calcolata dallo stesso GSE), se negativa, tra 180 €/MWh e la media mensile ponderata sul profilo di produzione di ogni impianto del prezzo zonale orario di mercato. Sono previste deroghe al limite di 180 €/MWh per fonti con costi di generazione superiori. Il tetto sui ricavi si applica a qualsiasi ricavo di mercato dei produttori e degli intermediari che partecipano ai mercati all'ingrosso.

Tale meccanismo non si applica, fra l'altro, all'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 1° dicembre 2022 se non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e stipulati a un prezzo medio inferiore al *cap*, all'energia elettrica oggetto di contratti di ritiro conclusi dal GSE ai sensi della legge sull'*Electricity release*, agli impianti a fonti rinnovabili con contratti di incentivazione attivi regolati con meccanismi a due vie e

agli impianti a fonti rinnovabili con contratti che prevedono il ritiro dell'energia a "tariffa omnicomprensiva", nonché all'energia elettrica condivisa nell'ambito delle comunità energetiche e dell'autoconsumo.

Le modalità attuative del meccanismo saranno disciplinate dall'ARERA anche in continuità con le modalità operative definite in attuazione delle disposizioni previste dall'articolo 15 bis del DL "Sostegni ter".

È pure previsto il contributo solidaristico a carico dei settori dei combustibili fossili e prodotti petroliferi previsto dal Regolamento 2022/1854. La disposizione italiana estende però l'onere di tale contributo anche ai soggetti che esercitano nel territorio dello Stato l'attività di produzione o rivendita di energia elettrica, nonostante tale settore sia già assoggettato al "tetto" di 180 €/MWh.

Il contributo, non fiscalmente deducibile, è applicato in via temporanea nel 2023 e consiste nel 50% della quota del reddito imponibile relativo al periodo di imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023, eccedente almeno del 10% la media dei redditi complessivi conseguiti nei quattro periodi d'imposta antecedenti a quello in corso al 1° gennaio 2022. L'ammontare complessivo non può eccedere il 25% del valore del patrimonio netto.

- **Decreto-legge "milleproroghe".**

A fine dicembre 2022 è stato pubblicato il Decreto-Legge n. 198/2022. In particolare, si prevede l'adozione entro il 1° gennaio 2024 dei decreti per la ricognizione dei siti contaminati classificati di interesse nazionale ai fini della bonifica. Per la sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di elettricità e gas, si estende al 30 giugno 2023 il divieto di modifica unilaterale, con alcune eccezioni.

- **GME: Bacheca PPA**

A decorrere dal 26 aprile 2022 è stata avviata la Bacheca sui PPA predisposta dal GME in ottemperanza alle disposizioni di cui al Decreto legislativo n. 199/2021 (art.28). La piattaforma è stata predisposta con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, nonché di consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei predetti contratti conclusi dagli operatori.

GERMANIA

- **EEG 2021**

La EEG, entrata in vigore nel 2021, delinea il percorso di crescita delle diverse tecnologie rinnovabili fino al 2028 e stabilisce la neutralità climatica entro il 2050.

Dal 2021, il prezzo base per le aste fotovoltaiche per gli impianti non integrati è pari a 59 €/MWh. Dal 2022, è pari alla media delle offerte più alte delle ultime tre aste maggiorate dell'8%.

Per l'eolico onshore la base d'asta è aumentata dal 2022 del 2% all'anno, mentre il limite di capacità per gli impianti a terra che partecipano alle aste fotovoltaiche sale da 10 a 20 MW.

Per l'anno 2022 il contingente eolico onshore è stato incrementato da 2,9 GW a 4 GW; il contingente fotovoltaico passa da 1,9 GW a quasi 6 GW, di cui 3.600 MW impianti a terra e 2.300 MW impianti *roof-top*. È inoltre previsto un meccanismo di aggiustamento del contingente per garantire competitività nelle aste.

● **Riforma EEG 2023**

A fine luglio 2022 è stata pubblicata la riforma EEG approvata dal Governo federale tedesco, nota come "EEG2023", entrata in vigore a partire dalla data di approvazione, e con alcune modifiche applicabili a partire dal 1° gennaio 2023.

Vengono aumentati i target per le installazioni rinnovabili al 2030, stabilendo una capacità pari a 215 GW per gli impianti solari, 115 GW wind onshore e 30 GW wind offshore. Per il 2023 il contingente eolico onshore è stato quindi incrementato a 12,8 GW e dal 2024 al 2028 di 10 GW, con riallocazione del contingente inutilizzato all'anno successivo.

Il 15 dicembre 2022 un nuovo emendamento ha ampliato le competenze della Federal Network Agency (BNetzA), aumentando il possibile incremento della tariffa a base d'asta fino al 25%, anziché al 10% già approvato, in caso di significativi aumenti dei costi medi di produzione dell'energia degli impianti che andranno in funzione.

Il 27 dicembre 2022 il prezzo di riferimento delle aste onshore wind 2023 è stato fissato a 73,5€/MWh (vs. 58,8 €/MWh prezzo di riferimento delle aste 2022) adeguandolo ai massimi valori consentiti e il prezzo di riferimento delle aste fotovoltaiche 2023 è stato fissato a 73,7 €/MWh (vs 59,0 €/MWh).

● **Attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica.**

In attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854, anche il Governo tedesco ha adottato un «cap» ai ricavi unitari dalla vendita di elettricità prodotta con tecnologie infra-marginali, incluse quindi le rinnovabili quali l'eolico e il fotovoltaico.

Il cap sarà applicato alle fonti rinnovabili dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023, prorogabile fino al 30 aprile 2024, previa approvazione del Bundestag / Bundesrat. Non sarà applicato agli impianti con capacità installata inferiore a 1 MW, all'elettricità erogata dallo stoccaggio, all'elettricità consumata *off-grid*.

Per gli impianti incentivati con market premium o aggiudicatari di un'asta, il cap è stabilito in 30 €/MWh (c.d. "margine di sicurezza") oltre la FIP prevista dal contratto.

Per impianti non incentivati, la cui energia elettrica è venduta sul libero mercato elettrico, il cap è pari a 100 €/MWh più il margine di sicurezza di 30€/MWh.

Per gli impianti operanti sul libero mercato che hanno terminato il periodo di incentivazione, il cap è fissato a 100 €/MWh (senza margine di sicurezza).

Per gli impianti eolici e fotovoltaici, il margine di sicurezza di 30 €/MWh è aumentato del 6% del prezzo mensile medio tedesco catturato dalla stessa tecnologia.

I produttori di elettricità dovranno corrispondere il 90% dei profitti eccedenti il cap, calcolati sulla media mensile del prezzo catturato in Germania dalla stessa tecnologia, al gestore della rete.

UK

● **GB: provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas.**

Il 6 ottobre 2022 Ofgem, l'Autorità inglese per l'energia, ha approvato l'introduzione di un cap pari a 40€/MWh sui costi di bilanciamento del sistema (BSUoS), applicato sino al 31 marzo 2023. Gli eventuali costi eccedenti saranno addebitati nel periodo maggio/dicembre 2023. Nel caso in cui si raggiunga il massimo di 250 M£ prima della fine del periodo di applicazione della misura, quest'ultima cesserà di essere applicata in anticipo.

● **GB: decisione sul pagamento degli oneri di bilanciamento (BSuoS)**

Il 25 aprile 2022, l'Autorità inglese per l'Energia - Ofgem, ha deciso che a decorrere dal 1° aprile 2023 la tariffa relativa al bilanciamento della rete sarà sostenuta al 100%

dalla domanda e pertanto tale onere (BSUoS) non si applicherà più ai produttori.

● **Isola d'Irlanda: decisione sulle limitazioni di rete**

Con la decisione SEM 22-009, il Regolatore dell'Isola d'Irlanda, SEM Committee, ha stabilito che le limitazioni di rete (*curtailments*) saranno oggetto di remunerazione a decorrere dal 2024/2025 solo per gli impianti che abbiano una connessione confermata dal TSO (*firm connection*). In caso di connessione provvisoria (*non-firm connection*) Al momento non è prevista alcuna remunerazione.

● **Limitazione ai ricavi da vendita di energia elettrica (Electricity generator levy)**

A fine dicembre sono state pubblicate alcune indicazioni sul calcolo dell'Energy Generator Levy (EGL), mirato a limitare i ricavi da vendita di energia elettrica per i produttori da tecnologie "infra-marginali" quali l'eolica e la fotovoltaica.

In base alla Electricity Generation Levy supplementary note pubblicata a dicembre 2022, la misura è applicata dal 1° gennaio 2023 ad aprile 2028 e rivolta a gruppi industriali o singole società che generano più di 50 GWh/anno di elettricità. Le tecnologie coinvolte sono le fonti nucleari, rinnovabili (comprese le biomasse) ed i rifiuti. E' però esclusa l'energia elettrica venduta attraverso contratti alle differenze aggiudicati ad asta (CfD) ed i meccanismi di incentivazione quali ROC, REGO. Dal computo sono esclusi gli sbilanciamenti, i proventi dal mercato dei servizi ancillari e da Capacity Market.

La limitazione è applicata nella forma di imposta aggiuntiva del 45% sui profitti eccedenti un limite calcolato secondo una formula che tiene conto dei ricavi da generazione e produzione di energia elettrica, di un Prezzo di riferimento, di una gamma di costi ammissibili e di una franchigia.

Il Prezzo di riferimento è pari a £ 75/MWh dal 2023 fino ad aprile 2024, mentre la franchigia è di £ 10 milioni/anno a livello di gruppo societario.

Il Prezzo di riferimento è indicizzato ogni anno all'Indice dei prezzi al consumo dell'anno precedente.

FRANCIA

● **Legge Clima e Resilienza**

Lo scorso 24 agosto 2022 è stata pubblicata la Legge "Clima e Resilienza".

Tra le principali disposizioni riguardanti anche i settori eolico onshore e solare fotovoltaico si registra la regionalizzazione degli obiettivi sulle energie rinnovabili, da definire con apposito decreto.

Con altro apposito decreto viene istituita una commissione regionale per l'energia, responsabile dell'elaborazione delle proposte di regionalizzazione e del monitoraggio.

Per il settore fotovoltaico, viene esteso l'obbligo per alcuni edifici di integrare sistemi di produzione di energia rinnovabile o di piantumazione su una superficie di almeno il 30% della copertura.

● **Ammissione alle aste di impianti rinnovabili su terreni agricoli**

Lo scorso maggio 2022 la CRE ha pubblicato le nuove specifiche per l'asta RES, applicabili dal 3° periodo d'asta (ott 2022). È ora prevista la possibilità, sotto alcune condizioni, di partecipazione alle aste di impianti rinnovabili installati su aree agricole incolte da oltre 5 anni o adibite ad allevamento / pastorizia.

Per ciascun periodo d'asta, il contingente dedicato a tale fattispecie è limitato a 250 MW, da non intendersi come volume riservato.

Durante l'esercizio dell'impianto deve essere redatto un rapporto di monitoraggio agricolo da realizzare ogni 5 anni da parte di un'organizzazione scientifica o tecnica indipendente rispetto all'operatore.

- **Sviluppo storage**

Lo scorso maggio 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale francese il Decreto n. 2022-788 in materia di sviluppo delle capacità di accumulo di energia elettrica tramite aste a lungo termine. Questo nuovo sistema, il cui obiettivo è quello di accelerare lo sviluppo degli impianti di accumulo nel Paese al fine di coprire le esigenze di flessibilità dovrà essere implementato dal TSO francese (RTE).

- **Legge di Bilancio 2023 – applicazione di un tetto ai ricavi da energia elettrica.**

A fine dicembre 2022 è stata pubblicata sulla Legge di bilancio 2023; come nel caso italiano, la Legge include la misura sul «*revenue cap*» per le tecnologie infra-marginali disciplinata dal Regolamento (UE) 2022/1854.

In particolare, il tetto ai ricavi viene fissato a 100 €/MWh per la tecnologia eolica e fotovoltaica; la restituzione dei ricavi eccedenti il *revenue cap* viene applicata al 90% rispetto al totale.

La misura si applica retroattivamente dal 1° luglio 2022 al 31 dicembre 2023, con tre diversi periodi di pagamento delle partite economiche.

Tutti i ricavi derivanti dalla vendita a mercato dell'energia prodotta da impianti rinnovabili aggiudicatari d'asta prima dell'avvio del previsto Contratto per differenza (CfD) sono esclusi dal computo. Sono invece inclusi i ricavi derivanti da contratti infragruppo / *intercompany*.

- **Fondo di garanzia per Power Purchase Agreement (PPA) con energia rinnovabile.**

A novembre 2022 è stata annunciata l'attuazione di un fondo di garanzia per stimolare i produttori di elettricità da fonti rinnovabili a concludere PPA a lungo termine.

Il fondo di garanzia, a partire dal 2023, garantirà i ricavi dei produttori di energia elettrica in caso di *default* della controparte.

In caso di contratto in mora, l'operatore venderà l'elettricità sul mercato libero e, qualora i prezzi di mercato risultassero superiori al prezzo contrattuale, il produttore di energia rimborserà la differenza al fondo. In caso contrario sarà il fondo a compensare il fornitore di energia.

POLONIA

- **Legge per il contenimento dei prezzi dell'elettricità.**

Lo scorso novembre 2023 il Governo polacco ha adottato la Legge n. 2697 per il contenimento dei prezzi dell'elettricità. La legge definisce il prezzo massimo di vendita dell'energia elettrica ai "clienti idonei" (sia domestici che piccole-medie imprese o associazioni), disciplina le procedure per indennizzare i fornitori di energia per l'applicazione del prezzo massimo a tali clienti e introduce un «*cap*» temporaneo ai ricavi dei produttori di energia elettrica.

Il «*revenue cap*» sarà applicato a tutti i produttori di energia infra-marginali – incluse quindi le tecnologie eolica e fotovoltaica - con una capacità installata superiore a 1 MW, dal 1 dicembre 2022 al 31 dicembre 2023.

Saranno restituiti tutti i ricavi da vendita energia elettrica, che avvengono mediante piattaforme centralizzate o contratti bilaterali, nei mercati dell'energia e del bilanciamento, se superiori ai valori di *cap* stabiliti per ciascuna specifica tecnologia. La regolazione delle partite economiche avverrà su base giornaliera, la restituzione dei ricavi sarà fatta tramite pagamenti ad uno specifico fondo istituito dal Governo (Price Difference Payment Fund).

In base a successivi regolamentii emessi dal Consiglio dei ministri, il *cap* per impianti che accedono al meccanismo delle aste è fissato pari al rispettivo prezzo aggiudicato nell'asta (indicizzato all'inflazione, come previsto). Per

impianti che non accedono al meccanismo delle aste il *cap* è pari al prezzo di riferimento nel sistema d'asta in vigore alla data di calcolo.

ROMANIA

- **Provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas.**

Nel corso del 2022 il governo ha emanato una serie di ordinanze di emergenza, poi convertite in legge (n. 357/2022) relative a misure contro l'escalation dei prezzi del gas e dell'elettricità. Nella versione finale, è prevista l'estensione fino al 31 marzo 2025 dell'imposta all'100% applicata sul net profit oltre i 450 lei/MWh (già introdotta dall'1.11.2021 con un'aliquota dell'80% aumentata poi al 100% dall'1.09.2022) per tutti gli impianti ad esclusione dei cogenerativi.

Lo scorso luglio è stata inoltre pubblicata la legge di approvazione dell'Ordinanza d'urgenza del Governo con cui si è introdotto un obbligo per i produttori di energia di vendere almeno il 40% dell'elettricità su mercati forward diversi da DAM (*day-ahead market*), ID (*intra-day*) e mercato del bilanciamento. Le uniche esenzioni riguardano gli impianti entrati in esercizio dopo il mese di giugno 2020. Con l'Emergency ordinance n. 153 emessa a novembre 2022 e in fase di conversione in legge, il Governo Rumeno ha introdotto ulteriori misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia.

Viene disposta l'abrogazione del precedente obbligo di vendita diretta dell'energia elettrica fino al 31.12.2022 per i fornitori di energia elettrica con un portafoglio di clienti finali. Si introduce inoltre un nuovo meccanismo di acquisto centralizzato di energia elettrica per il periodo 1.01.2023 – 31.03.2025,

I produttori di elettricità con capacità superiore a 10 MW saranno obbligati a vendere tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso di 450 lei/MWh.

Sono esentati dal campo di applicazione della norma gli impianti rinnovabili, a cogenerazione, gli impianti di potenza inferiore a 10 MW indipendentemente dalla tecnologia, nonché gli impianti entrati in produzione dal 1° aprile 2022.

- **Recepimento della direttiva europea 2019/944 per il mercato interno dell'energia elettrica**

Con l'ordinanza di emergenza n.143/2021 (GEO 143) il governo ha approvato a fine 2021 una serie di emendamenti alla Legge n. 123/2012 dell'elettricità e gas naturale, che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2022. In particolare, (i) viene introdotta la possibilità di stipulare contratti di fornitura a lungo termine (PPA) al di fuori del mercato centralizzato OPCOM, (ii) è prevista la parziale abolizione dell'obbligo, in capo ai produttori privati di energia elettrica di vendita di energia su OPCOM e (iii) viene introdotta la possibilità per altri mercati, piattaforme di mercato e broker di offrire i loro servizi sul mercato rumeno.

BULGARIA

- **Introduzione di modifiche inerenti il mercato del bilanciamento**

Con decisione № L4-44 del 30 dicembre 2021 l'Autorità bulgara per l'energia (EWRC) ha fissato alcuni limiti per la conclusione di operazioni sul mercato dell'energia di bilanciamento in vigore dal 1° gennaio 2022.

Ha inoltre introdotto un emendamento al Regolamento per lo Scambio di Energia Elettrica, volto ad eliminare la possibilità, per i gruppi di bilanciamento, di effettuare il computo degli sbilanciamenti sulla base dell'intero portafoglio.

- **Emendamento alla Legge di Bilancio 2023 - Attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica**

Lo scorso dicembre 2022 è stato pubblicato l'emendamento alla *Budget Extension Law* in attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 per l'introduzione di «cap» ai ricavi da vendita di elettricità tramite tecnologie «infra-marginali», incluse quindi l'eolica e la fotovoltaica.

Per i produttori da fonti rinnovabili con «contratto a premio» vigente all'ottobre 2022, ove il premio sia pari a 0 BGN/MWh, il contributo da versare è definito come la differenza tra il prezzo di mercato dell'elettricità catturato e un «*revenue cap*» calcolato applicando un prezzo di riferimento che verrà determinato dall'Autorità per l'energia.

Per i produttori con premio nullo, qual è ERG, il contributo è calcolato come il 90% della differenza tra il prezzo di mercato dell'elettricità catturato dall'impianto e il «*revenue cap*» pari alla tariffa del contratto a premio.

SPAGNA

- **Decreto su Meccanismi di contenimento del costo dell'elettricità**

Lo scorso maggio è stato pubblicato sulla Gazzetta ufficiale spagnola il Real Decreto n. 10/2022 con cui è stato istituito meccanismo temporaneo di adeguamento dei costi di produzione elettrica per ridurre il prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso.

Il provvedimento è entrato in vigore il 15 giugno, dopo l'approvazione da parte della Commissione europea e sarà applicato fino al 31 maggio 2023.

Gli impianti coinvolti nel provvedimento sono i cicli combinati gas, i termoelettrici a carbone, gli impianti di cogenerazione e quelli per la produzione di energia da rifiuti.

La misura prevede la definizione di un prezzo nozionale da

attribuire al gas naturale utilizzato per generazione di elettricità, limitato a 40 €/MWh fino a novembre 2022 e poi crescente da dicembre 2022 fino a raggiungere un massimo di 70 €/MWh a maggio 2023.

I produttori termoelettrici saranno quindi rimborsati della differenza rispetto al prezzo del gas effettivamente pagato; la copertura finanziaria avverrà attraverso la condivisione dei costi con i consumatori e l'incremento delle rendite di gestione rispetto all'anno precedente.

- **Altre misure per il contrasto al caro-energia e lo sviluppo delle energie rinnovabili.**

Dalla seconda metà del 2021 il Governo spagnolo ha adottato una serie di misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia dovuti alla crisi russo ucraina.

Tra i principali dispositivi sui mercati dell'energia elettrica e del gas si rilevano la sospensione dell'imposta sulla generazione del 7% estesa al 31/12/2023 e un aggiornamento del sistema di incentivazione per gli impianti rinnovabili, con la possibilità di uscire dal meccanismo per vendere energia attraverso contratti bilaterali. Viene prorogato a fine dicembre 2023 il provvedimento sugli extra profitti adottato nel 2021, applicato agli impianti non emettitori di CO2 e non incentivati di taglia superiore a 10 MW; la misura si applica anche ai nuovi contratti bilaterali e a quelli esistenti rinegoziati in caso di superamento della soglia di 67 €/MWh.

Per quanto riguarda la transizione energetica, vengono approvate diverse misure, tra le quali un nuovo procedimento autorizzativo rapido esteso sino al 31 dicembre 2024 per impianti eolici fino a 75 MW e per impianti fotovoltaici fino a 150 MW su zone a basso impatto ambientale e con connessione entro i 15 km.

Risultati per Paese

(milioni di Euro)	Anno		
	2022	2021 ⁽¹⁾	Δ
Ricavi adjusted			
Italia	372	390	(19)
Eestero	376	200	176
Francia	105	78	27
Germania	96	48	49
UK e Svezia	34	0	34
Spagna	22	0	22
Est Europa	119	74	45
Corporate	34	49	(15)
Ricavi infrasettori	(33)	(38)	5
Totale ricavi adjusted	749	601	148
Margine operativo lordo adjusted			
Italia	295	308	(13)
Eestero	267	116	151
Francia	63	45	17
Germania	72	28	44
UK e Svezia	24	(2)	26
Spagna	18	0	18
Est Europa	90	45	45
Corporate	(25)	(25)	0
Margine operativo lordo adjusted	537	399	138
Ammortamenti e svalutazioni adjusted			
Italia	(127)	(124)	(4)
Eestero	(98)	(74)	(24)
Francia	(46)	(37)	(9)
Germania	(28)	(22)	(6)
UK e Svezia	(4)	(0)	(4)
Spagna	(4)	0	(4)
Est Europa	(15)	(15)	(1)
Corporate	(3)	(4)	0
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(229)	(201)	(27)
Risultato operativo netto adjusted			
Italia	167	184	(17)
Eestero	170	43	127
Francia	16	8	8
Germania	45	6	38
UK e Svezia	19	(2)	22
Spagna	14	0	14
Est Europa	75	31	44
Corporate	(28)	(29)	1
Risultato operativo netto adjusted	308	198	111
Investimenti ⁽²⁾			
Italia	653	18	635
Eestero	290	596	(306)
Francia	11	220	(209)
Germania	1	151	(149)
UK	123	123	0
Spagna	100	0	100
Svezia	36	57	(21)
Est Europa	20	47	(27)
Corporate	3	3	(0)
Totale investimenti	946	617	329

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

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, dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili, dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia e dalle politiche interne di copertura del portafoglio.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.265 MW nell'eolico e 175 MW nel solare, in incremento rispetto all'anno precedente rispettivamente di 172 MW e 34 MW a seguito delle acquisizioni effettuate nel corso del terzo trimestre 2022.

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.440	1.234	206
<i>Eolico</i>	1.265	1.093	172
<i>Solare</i>	175	141	34
Produzioni (GWh)	2.312	2.295	17
<i>Eolico</i>	2.062	2.078	(16)
<i>Solare</i>	250	216	33
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	20%	22%	-1%
<i>Solare</i>	18%	17%	1%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	157	381	(224)
<i>Eolico</i>	134	149	(15)
<i>Solare</i>	346	335	11

(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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.312 GWh, di cui 2.062 GWh da fonte eolica e 250 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (2.295 GWh di cui 2.078 da fonte eolica e 216 GWh da fonte solare), per effetto del perimetro derivante dagli asset acquisiti nel terzo trimestre e del miglior irraggiamento (+5%), parzialmente compensato da una minore ventosità (-8%) sugli altri asset.

Risultati economici	2022	2021	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	372	390	(19)
<i>Eolico</i>	284	317	(33)
<i>Solare</i>	87	73	14
Margine operativo lordo adjusted	295	308	(13)
<i>Eolico</i>	218	243	(25)
<i>Solare</i>	77	65	12
Ammortamenti e svalutazioni	(127)	(124)	(4)
<i>Eolico</i>	(82)	(83)	1
<i>Solare</i>	(45)	(41)	(4)
Risultato operativo netto adjusted	167	184	(17)
<i>Eolico</i>	136	160	(25)
<i>Solare</i>	32	24	8
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	653	18	635
<i>Eolico</i>	522	16	506
<i>Solare</i>	131	1	129
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	79%	79%	0%
<i>Eolico</i>	77%	77%	0%
<i>Solare</i>	88%	88%	0%

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

I **ricavi** registrati nel **2022** risultano in diminuzione grazie al contributo delle società solari ed eoliche acquisite nel terzo trimestre 2022, nonché dalle maggiori produzioni 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 dal minor valore unitario dell'incentivo GRIN (da 109,4 a 42,9 €/MWh).

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 134 Euro/MWh in riduzione rispetto al 2021 (149 Euro/MWh nel 2021), per effetto del già citato minor valore dell'incentivo GRIN e delle coperture effettuate. Si specifica che una parte significativa dei volumi del 2021 si è registrato nel quarto trimestre, e quindi caratterizzato da prezzi di mercato molto elevati oltre al già citato maggior prezzo dell'incentivo GRIN.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 346 €/MWh (335 €/MWh del 2021) in aumento per effetto dei neoacquisiti parchi solari non oggetto di coperture.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia nel **2022** è pari a 295 milioni, in riduzione rispetto al 2021 (308 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al 2021 *adjusted* a seguito del contributo dei neoacquisiti parchi eolici e fotovoltaici nel corso del 2022 solo parzialmente compensato da minori ammortamenti per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Investimenti

Gli investimenti **nel 2022 (653 milioni)** si riferiscono principalmente alle acquisizioni di parchi eolici e solari avvenute nel terzo trimestre 2022, 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 proseguono le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell'anno".

Eolico

- **ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi**

A gennaio 2022 ARERA ha pubblicato la delibera n. 26/2022 per la determinazione del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per il 2021, pari a 125,06 €/MWh, ai fini del calcolo dell'incentivo sostitutivo dei Certificati verdi. L'incentivo per il 2022 si riduce pertanto a 42,85 €/MWh, rispetto ai 109,36 €/MWh dell'anno precedente.

Con la successiva delibera 27/2023 è stato poi aggiornato a 298,05 €/MWh il prezzo di cessione dell'energia per il calcolo dell'incentivo per l'anno successivo, Tale prezzo porta a zero per il 2023 il valore della tariffa incentivante FIP (ex certificati verdi).

- **Aste eolico onshore – fotovoltaico (Gruppo A): pubblicazione delle graduatorie dell'ottava sessione d'asta**

A maggio 2022 il GSE ha pubblicato la graduatoria dell'ottavo bando delle aste FER ai sensi del DM 4 luglio 2019, indette per allocare la potenza non assegnata nelle aste precedenti e fino ad esaurimento del contingente, come previsto dal DLgs n. 199/2021.

La capacità partecipante è stata nettamente inferiore rispetto al contingente disponibile, con prevalenza di impianti fotovoltaici (87% della capacità aggiudicata).

A fronte di un contingente disponibile per le aste del Gruppo A (eolico più fotovoltaico) di 2.338 MW, la capacità aggiudicata si è fermata a 307 MW - suddivisa in 32 progetti fotovoltaici e 3 eolici – con un residuo non utilizzato dell'87%.

Visto l'ampio contingente residuo non aggiudicato, l'apertura della nona gara è avvenuta il 31 maggio con

un contingente riservato alle aste del Gruppo A di circa 1.905 MW non assegnati nei precedenti bandi, e un prezzo base d'asta fissato a 66,5 €/MWh. L'esito è stato pubblicato dal GSE alla fine di settembre 2022.

Anche la nona asta è risultata pesantemente sottopartecipata, con l'aggiudicazione di circa 413 GW su oltre 1.904 GW disponibili, Poco meno di due terzi del totale dei progetti assegnatari è di tipo fotovoltaico, mentre la restante quota è stata aggiudicata dall'eolico onshore.

All'asta hanno partecipato 2 progetti di repowering nella titolarità di ERG: quello di Castelvetrano-Salemi (TP) e quello di Greci-Montaguto (AV).

Il progetto di Castelvetrano-Salemi si è aggiudicato l'asta, mentre il progetto di Greci-Montaguto, insieme ad alcuni progetti fotovoltaici di altri operatori, è stato ritirato prima della pubblicazione dei risultati a causa del progressivo disallineamento tra le tariffe aggiudicate, il crescente costo degli impianti e le alternative commerciali (in primis i PPA – *Power Purchase Agreement*).

- **Consiglio dei Ministri marzo e luglio 2022 - Sblocco VIA. impianti FER e successivi provvedimenti**

Lo scorso 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 (VIA) di progetti di impianti rinnovabili per complessivi 418 MW.

Tra i progetti coinvolti è presente il repowering del parco eolico ERG "Nulvi - Ploaghe" (Sassari) da 121,5 MW.

Il Decreto di approvazione VIA del repowering ERG è stato successivamente pubblicato a maggio 2022, per

poi venire impugnato a fine giugno dalla Regione Sardegna presso il TAR Sardegna, il quale alla fine di novembre 2022 ha accolto le istanze della Regione annullando di fatto il Decreto VIA. Al momento il giudizio è incardinato presso il Consiglio di Stato a seguito del ricorso depositato nel mese di dicembre 2022.

Il Consiglio dei ministri tenutosi alla fine dello scorso luglio 2022 ha approvato, altresì, la valutazione di impatto ambientale di diversi impianti eolici - per una potenza complessiva di circa 452 MW - che non avevano ottenuto il Decreto VIA di concerto tra il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) e il Ministero della Cultura (MIC).

Tra i progetti approvati è incluso il progetto di repowering nella titolarità di ERG di Motta Volturara in provincia di Foggia.

Solare

- **Linee guida per Agrivoltaico**

A giugno 2022 il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) ha pubblicato le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici". Attraverso il documento, il Ministero chiarisce quali siano le caratteristiche e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico e in quali circostanze sia possibile accedere agli incentivi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Per quest'ultima fattispecie, il MiTE ha avviato una consultazione pubblica sulla misura per la concessione dei benefici previsti dallo specifico capitolo per lo "Sviluppo Agrivoltaico" previsto dal PNRR, finalizzato ad incentivare con contributi a fondo perduto fino al 40% la realizzazione di impianti agrivoltaici.

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, con una capacità a fine periodo di 1.504 MW operativi, in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), Polonia (142 MW), UK (157 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 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 2021, la capacità installata risulta incrementata di 320 MW.

Francia

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	600	581	20
<i>Eolico</i>	522	502	20
<i>Solare</i>	79	79	0
Produzioni (GWh)	1.076	889	187
<i>Eolico</i>	982	865	117
<i>Solare</i>	94	24	70
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	22%	22%	0
<i>Solare</i>	14%	11%	n.a.
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	98	78	20
<i>Eolico</i>	98	88	10
<i>Solare</i>	96	90	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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 1.076 GWh, di cui 982 GWh da fonte eolica e 94 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al 2021 (889 GWh) per effetto perimetro (+221 GWh) derivante dall'acquisizione degli impianti eolici e solari consolidati tra giugno e ottobre 2021 e dall'entrata in esercizio di due parchi sviluppati internamente. Tale effetto perimetro risulta in parte compensato dalla minore ventosità riscontrata nel periodo.

Risultati economici	2022	2021	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	105	78	27
<i>Eolico</i>	<i>96</i>	<i>76</i>	<i>20</i>
<i>Solare</i>	<i>9</i>	<i>2</i>	<i>7</i>
Margine operativo lordo adjusted	63	45	17
<i>Eolico</i>	<i>58</i>	<i>44</i>	<i>14</i>
<i>Solare</i>	<i>5</i>	<i>1</i>	<i>4</i>
Ammortamenti e svalutazioni	(46)	(37)	(9)
<i>Eolico</i>	<i>(42)</i>	<i>(36)</i>	<i>(6)</i>
<i>Solare</i>	<i>(4)</i>	<i>(1)</i>	<i>(3)</i>
Risultato operativo netto adjusted	16	8	8
<i>Eolico</i>	<i>16</i>	<i>8</i>	<i>8</i>
<i>Solare</i>	<i>1</i>	<i>(0)</i>	<i>1</i>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	220	(209)
<i>Eolico</i>	<i>11</i>	<i>145</i>	<i>(135)</i>
<i>Solare</i>	<i>0</i>	<i>74</i>	<i>(74)</i>
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	59%	58%	2%
<i>Eolico</i>	<i>60%</i>	<i>58%</i>	<i>2%</i>
<i>Solare</i>	<i>55%</i>	<i>0%</i>	<i>55%</i>

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

I **ricavi** registrati **nel 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 98 €/MWh risultano aumento rispetto al 2021 (88 €/MWh) grazie agli impianti a mercato a seguito dell'uscita dal periodo di incentivazione, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 €/MWh, in aumento rispetto al 2021 per effetto del diverso mix di produzioni con tariffe differenti.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Francia **2022** è pari a 63 milioni, in incremento rispetto al 2021 (45 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

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

Investimenti

Gli investimenti del **2022 (11 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di un nuovo parco eolico entrato in esercizio nel mese di giugno (20 MW).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell'anno".

- Cahiers des charges su «CRE 4» e «PPE 2»**
 Ad agosto 2022 l'Autorità per l'energia (CRE) ha pubblicato emendamenti per le aste rinnovabili aggiudicate, finalizzati a permettere agli operatori aggiudicatari delle aste che si sono svolte entro il 31.12.2021 e con entrata in esercizio compresa fra l'1.09.2022 e il 31.12.2024 di assorbire parte dell'aumento dei costi degli impianti, estendendo il periodo di vendita dell'energia elettrica a mercato prima dell'avvio del Contratto a due vie aggiudicato ad asta. L'entità di tale estensione varia in relazione alla data attesa di entrata in esercizio commerciale degli impianti (COD).
 Per la stessa categoria di impianti è pure consentito di incrementare la potenza fino al 140%, purché compatibile con l'autorizzazione ambientale dell'impianto medesimo.
- Modifica schema tariffario FIP 2016, FIP 2017 e CfD**
 La legge 1157-2022 del 16 Agosto 2022, di "modifica della finanziaria 2022" introduce una variazione allo schema contrattuale "complement de remuneration" di tipo FIP 2016, FIP 2017 e CfD aggiudicati fino all'asta di Dicembre 2019. In particolare, viene rimosso con effetto retroattivo dal 1 gennaio 2022 il limite economico ai fini della restituzione del contributo tariffario, nei casi in cui il prezzo di mercato sia maggiore della tariffa. Tale limite, previsto per tutte le tecnologie di impianti, era pari alla somma dei contributi percepiti dall'avvio del contratto (nelle ore in cui il prezzo di mercato era inferiore alla tariffa).
- Alla fine di dicembre 2022 un ulteriore decreto stabilisce i livelli dei prezzi applicabili quale soglia alla restituzione: nei casi in cui prezzo di mercato è maggiore della tariffa (premio negativo) la restituzione del contributo tariffario avverrà fino al prezzo soglia, ove maggiore della tariffa. Per gli anni 2022-2042 i prezzi soglia sono crescenti dai 44,78€/MWh dell'anno 2022 ai 66.55€/MWh del 2042.

Eolico

- Modifica della disciplina delle aste eoliche onshore relative al periodo 2021-2026**
 Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio, nell'agosto 2021 la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste eoliche onshore per il periodo

2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 per oltre 9 GW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) invariato a 70 €/MWh. Il criterio di formazione delle graduatorie non è più basato unicamente sullo sconto offerto ma anche sulla partecipazione o meno locale al progetto (*Financement collectif o Gouvernance partagé*). Sono ammessi alle aste progetti di rinnovamento di impianti eolici ove vengano rispettate alcune condizioni sull'avvio dei lavori e sui componenti utilizzati. È stata anche introdotta una clausola sull'impronta carbonica lungo il ciclo di vita della turbina.

La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata a novembre 2021 con un contingente di 700 MW (che poteva essere incrementato fino a 925 MW in caso di adesioni eccedenti tali contingente). Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

Le regole per le aste svolte a partire da dicembre 2022 sono state poi modificate da un Cahier des Charges successivo, pubblicato a novembre 2022 (si veda relativo paragrafo).

- **Pubblicazione esito nona asta eolico onshore 2021**

A febbraio 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato l'esito della nona asta per l'eolico onshore. A fronte di un contingente di 700 MW, sono stati aggiudicati progetti per una capacità complessiva di 510 MW. Tra questi è compreso il progetto ERG "Moulin du Bois" per un prezzo aggiudicato di 65 €/MWh.

- **Eolico – nuove disposizioni per FIP 2017**

A fine aprile 2022 sono state pubblicate nuove disposizioni che introducono condizioni specifiche e più stringenti per l'accesso al FIP 2017 per i nuovi progetti eolici onshore.

Dal 1° luglio 2022 il FIP 2017 sarà riservato ai nuovi impianti eolici con un numero massimo di n. 6 turbine di capacità nominale non superiore a 3 MW ciascuna, a condizione che (i) l'altezza massima sia limitata a 137 m a causa di vincoli imposti dall'aviazione civile o militare, ovvero dalla presenza di radar oppure (ii) siano realizzati tramite investimenti partecipativi rivolti alle comunità locali.

Tali condizioni devono essere soddisfatte per tutta la durata della convenzione. A fine dicembre un nuovo decreto modificativo ha introdotto la possibilità, per gli impianti che hanno presentato richiesta per FIP 2017 entro il 1 luglio 2022 e previsti in esercizio tra il 1 settembre 2022 ed il 31 dicembre 2024, di estendere la scadenza per il completamento dell'impianto e di vendere l'energia elettrica a mercato prima dell'avvio del Contratto. Inoltre a partire dal 1 gennaio 2023 ai nuovi progetti che faranno richiesta FIP-2017 sarà applicato un nuovo coefficiente di adeguamento della tariffa per tenere conto degli aumenti dei costi e delle risorse finanziarie tra la data di richiesta FIP 2017 e i 12 mesi prima del completamento dell'impianto.

- **Decreto su aree terrestri e marine a "maggiore protezione"**

Ad aprile 2022 è stato pubblicato il decreto 2022/527 che determina le condizioni per il riconoscimento di aree a «maggiore protezione» (ZPF) per le zone terrestri e marine in cui lo sviluppo dei progetti eolici e

solari fotovoltaici potrebbe essere impedito.

Il riconoscimento di ZPF è automatico per un certo numero di aree terrestri e marittime, quali parchi e riserve nazionali, zone di protezione, riserve biologiche. Negli altri casi, la qualifica di ZPF è definita caso per caso sulla base di criteri oggettivi, attraverso una procedura coordinata a livello regionale e con decisione dei ministri competenti. L'elenco delle aree riconosciute ZPF sarà aggiornato periodicamente per monitorare il raggiungimento degli obiettivi della Strategia nazionale per le aree protette.

- **Cahiers des charges per eolico onshore**

A novembre 2022 la CRE ha pubblicato il nuovo *Cahier des Charges* per l'eolico onshore applicabile a partire dall'asta di dicembre 2022. Una nuova indicizzazione verrà applicata per aggiornare la tariffa aggiudicata prima dell'inizio della messa in servizio dell'impianto: la tariffa aggiudicata sarà adeguata per considerare l'evoluzione dei parametri di costo delle materie prime, inflazione, tassi di interesse tra il mese della data dell'asta e 12 mesi prima della messa in servizio. Inoltre il prezzo di base (cap) non verrà più reso pubblico. Sono anche state apportate lievi modifiche alle formule di indicizzazione annua delle tariffe aggiudicate.

Solare

- **Modifica della disciplina delle aste FV relative al periodo 2021-2026**

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio 2021, il 6 agosto dello stesso anno la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste FV per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 di oltre 9 GW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) a 90 €/MWh per tutte le tipologie di impianto FV a terra. La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata fissata a dicembre 2021 con un contingente di 700 MW, che può essere incrementato fino a 925 MW in caso di progetti partecipanti eccedenti tali contingenti. Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile. A fine marzo 2022 la CRE ha introdotto ulteriori modifiche alla procedura di asta fotovoltaica, riguardanti la definizione delle date per la seconda e terza sessione d'asta 2022, l'introduzione di ulteriore capacità riservata a progetti inferiori a 5 MW e soprattutto la riduzione del cap price a partire dalla terza sessione (ottobre 2022) da 90 €/MWh a 85 €/MWh.

- **Cahiers des charges per solare**

A novembre 2022 la CRE ha pubblicato il nuovo *Cahier des Charges* per gli impianti fotovoltaici a terra di potenza compresa tra 500 kW e 30 MW, applicabile a partire dall'asta di dicembre 2022. Il prezzo di base (cap) non verrà più reso pubblico. La tariffa aggiudicata sarà adeguata prima dell'inizio della messa in servizio dell'impianto per considerare l'evoluzione dei parametri di costo delle materie prime, inflazione, tassi di interesse tra il mese della data dell'asta e 12 mesi prima della messa in servizio. Sono anche state apportate lievi modifiche alle formule di indicizzazione annua delle tariffe aggiudicate.

Germania – Eolico

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	327	327	-
Produzioni (GWh)	556	428	129
Load Factor % ⁽²⁾	19%	17%	2%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	172	112	60

(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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 556 GWh, in aumento rispetto al 2021 (428 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo e del perimetro dei primi nove mesi derivante dall'acquisizione degli impianti eolici consolidati a ottobre 2021 (+80 GWh), oltre che per maggiori prezzi catturati a seguito dei prezzi di mercato superiori alle tariffe incentivare.

Risultati economici (milioni di euro)	2022	2021	Δ
Ricavi adjusted	96	48	49
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	72	28	44
Ammortamenti e svalutazioni	(28)	(22)	(6)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	45	6	38
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	151	(149)
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	75%	59%	16%

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

I **ricavi** registrati nel **2022** risultano in aumento rispetto al 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche, l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia e il perimetro derivante dai parchi acquisiti nel 2021.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 172 €/MWh risultano fortemente in rialzo rispetto al 2021 (112 €/MWh), in quanto il meccanismo incentivante ha beneficiato dell'incremento dello scenario prezzi di mercato superiore alla soglia minima contrattuale.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del **2022** è pari a 72 milioni, in sensibile incremento rispetto al 2021 (28 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al 2022 a seguito del contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

Investimenti

Gli **investimenti nel 2022** si riferiscono ad attività di manutenzione volte a mantenere l'elevata efficienza degli impianti.

UK e Svezia – Eolico²⁴

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	219	70	149
Produzioni (GWh)	226	-	226
Load Factor % ⁽²⁾	33%	n.a	n.a
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	150	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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 226 GWh e si riferisce principalmente agli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio a fine 2021 in Nord Irlanda (70 MW), oltre ai primi contributi derivanti dagli impianti entrati in esercizio tra fine ottobre e dicembre in Scozia (86 MW) e Svezia (62 MW).

²⁴ Come già indicato nelle Premesse, il management del Gruppo misura i risultati del Gruppo per le diverse aree geografiche in cui opera. Ai fini del presente documento, in considerazione dei risultati non significativi del parco eolico avviato in Svezia a fine 2022, i risultati della country Svezia sono accorpati in UK.

Risultati economici	2022	2021	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	34	-	34
Margine operativo lordo adjusted	24	(2)	26
Ammortamenti e svalutazioni	(4)	(0)	(4)
Risultato operativo netto adjusted	19	(2)	22
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	159	179	(21)
Ebitda Margin %⁽¹⁾	70%	n.a	n.a

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

I **ricavi** registrati nel **2022** risultano pari a 34 milioni con ricavi netti unitari che si attestano a 150 €/MWh nel 2022, principalmente riconducibili alle vendite in Nord Irlanda effettuate tramite un contratto PPA. Inoltre a partire da fine anno, i ricavi iniziano ad includere le prime vendite in Scozia e Svezia.;

Il **margine operativo lordo adjusted** in UK e Svezia nel **2022** si attesta a 24 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti **2022** si riferiscono alle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW previsti in entrata in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 e in Svezia per 62 MW entrati in esercizio a fine 2022.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo “Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell’anno”.

Spagna- Solare

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW)⁽¹⁾	92	-	92
Produzioni (GWh)	171	-	171
Load Factor %⁽²⁾	21%	-	21%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	126	-	126

(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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 171 GWh e si riferisce agli impianti solari acquisiti a gennaio 2022 (92 MW).

Risultati economici	2022	2021	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	22	-	22
Margine operativo lordo adjusted	18	-	18
Ammortamenti e svalutazioni	(4)	-	(4)
Risultato operativo netto adjusted	14	-	14
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	100	-	100
Ebitda Margin %⁽¹⁾	84%	-	84%

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

I **ricavi** registrati **2022** risultano pari a 22 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 126 €/MWh in quanto la produzione risulta essere esposta, di fatto, ai prezzi di mercato.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Spagna del **2022** si attesta a 18 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

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

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo “Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell’anno

- ### Incremento prezzi a base d’asta 2023

Lo scorso dicembre l’Autorità per l’energia ha aggiornato il prezzo a base d’asta per il 2023 prevedendo un aumento fino al 25% per l’eolico onshore e il fotovoltaico, per tenere conto dell’aumento del costo complessivo degli investimenti.

Su tale base, il prezzo-base per l’eolico onshore delle aste 2023 passa da 58,8 €/MWh a 73,5 €/MWh.

I prezzi assegnati devono essere poi adeguati secondo la formula (Referenzertrag) che consente di aumentare le tariffe fino al 42% (aumentato rispetto al precedente 35%) per i siti a bassa ventosità.

Il 25 gennaio 2023 anche il prezzo a base d’asta per il 2023 per gli impianti fotovoltaici >1MW è stato adeguato a 73,7 €/MWh recependo un incremento del 25% rispetto al prezzo base asta 2022 (59€/MWh).

East Europe – Eolico

Risultati Operativi	2022	2021	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	206	61
Produzioni (GWh)	615	546	69
Load Factor % ⁽²⁾	31%	30%	1%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	169	119	50

(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 **2022** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 615 GWh, in aumento rispetto al 2021 (546 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nei primi mesi dell’anno oltre che per l’entrata in esercizio di due parchi eolici sviluppati internamente in Polonia (24,5 MW a giugno e 36 MW a fine ottobre)

Risultati economici	2022	2021	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	119	74	45
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	90	45	45
Ammortamenti e svalutazioni	(15)	(15)	(1)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	75	31	44
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	20	47	(27)
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	76%	62%	15%

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

I **ricavi** registrati nel **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, che includono il certificato che si somma al prezzo dell’energia, risultano pari a 169 €/MWh in forte rialzo rispetto al 2021 (119 €/MWh), a seguito dell’incremento di scenario in particolare nei primi nove mesi dell’anno. Si ricorda infatti che a partire dal primo ottobre, le misure (*windfall tax*) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell’energia prevedono l’obbligo per i nostri impianti a vendere a 450 lei/MWh (circa 90 €/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe nel **2022** è pari a 90 milioni, in forte incremento rispetto al 2021 (45 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti del **2022** si riferiscono alle attività di costruzione di due parchi eolici in Polonia per circa 61 MW, di cui 24,5 entrati in esercizio nel mese di luglio ed i restanti nel mese di ottobre.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo “Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell’anno”.

Polonia

- **Estensione aste FER al 2027**

Lo scorso gennaio 2022 la Commissione europea ha approvato la proroga fino al 31 dicembre 2027 del programma di aste FER della Polonia.

A luglio 2022 il Consiglio dei ministri polacco ha presentato uno schema di regolamento, attualmente in consultazione, relativo alla quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili da assegnare tramite aste negli anni 2022-2027.

Per gli impianti onshore di capacità superiore a 1MW la stima del Governo è di 3.000 MW complessivi per l'eolico e 4500 MW per il fotovoltaico.

Romania

- **Definizione della quota d’obbligo per l’acquisto dei CV per il 2022**

Con l’ordinanza 131/2021 l’Autorità per l’energia ANRE ha definito la quota d’obbligo 2022, pari a 0,5014313 CV/MWh.

- **Approvazione della nuova modalità di *settlement* degli sbilanciamenti**

Attraverso la Risoluzione n. 63/2020 l’ANRE ha approvato il programma per l’implementazione del passaggio del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti da 1 ora a 15 minuti. L’implementazione della misura è decorsa dal 1° febbraio 2021.

- **Asta PNRR**

A fine marzo 2022 il Ministero dell’Energia ha aperto un bando unico, sotto forma di gara competitiva per la realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili.

È previsto lo stanziamento di un budget dai fondi del PNRR pari a 458 M€ (di cui 75 M€ destinati a impianti di capacità inferiore a 1MW e 383 M€ per impianti di taglia superiore) per finanziare i costi di investimento per nuova capacità eolica e solare, con o senza sistemi di accumulo. Non sono ammessi al bando progetti di repowering o ampliamenti di impianti esistenti.

I progetti dovranno entrare in esercizio entro il 30/06/2024, mentre è previsto un importo massimo

concesso per fonte, con un limite massimo di 15 M€ per ogni azienda e per ogni progetto.

Bulgaria

- **Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2022 – 30 giugno 2023**

A luglio 2022 sono state aggiornate le stime dei prezzi dell’energia a cui far riferimento per il calcolo dell’incentivo.

La componente incentivo è calcolata come differenza tra la tariffa di riferimento per il singolo impianto e la stima del prezzo di mercato *baseload* (*Forecasted Market Price for Wind Producers - FMP*) aggiustato sul profilo eolico nazionale. Per il periodo regolatorio 1° luglio 2022 – 30 giugno 2023, l’Autorità nazionale bulgara ha stimato un valore dei prezzi di mercato FMP pari a 440,21 BGN/MWh, portando conseguentemente a zero la componente incentivo.

L’Autorità si riserva il diritto di rivedere l’FMP ogni sei mesi in caso di variazione significativa dei prezzi di mercato.

- **Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022**

Il 30 giugno 2021, per il periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022, l’Autorità nazionale bulgara aveva disposto un innalzamento dei valori dei prezzi di mercato FMP di oltre il 35% che si è tradotto in una riduzione del valore dell’incentivo per gli impianti eolici onshore del Gruppo ERG di quasi il 30%. Alla luce dell’incremento dei prezzi dell’energia (che si discostavano di oltre la soglia del 15% rispetto alla stima di giugno), l’Autorità bulgara ha deciso di rideterminare la stima del prezzo di mercato FMP con la decisione NeLl-2 del 1° gennaio 2022, azzerando così il valore dell’incentivo per i restanti 6 mesi dell’anno (periodo gennaio – giugno 2022).

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

Prospetti contabili

Conto economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato che i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9, relativamente alle operazioni di liability management, 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 al processo di cessione del business termoelettrico 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 del business Termo, e per il 2021 anche il risultato del business Hydro..

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;
- degli impianti solari acquisiti da ABN Amro Sustainable Impact PE B.V. (per complessivi 34 MW) a partire dal 1°luglio 2022;
- degli impianti eolici acquisiti da EDP Renewables Italia Holding S.r.l. (per complessivi 172 MW) a partire dal 1°agosto 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)		Reported			Adjusted		
		2022	2021	Δ	2022	2021	Δ
Conto Economico							
Ricavi	1	714	601	112	749	601	148
Altri proventi	2	13	8	5	12	8	5
Ricavi Totali		727	609	117	761	609	152
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(15)	(6)	(9)	(15)	(6)	(9)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(157)	(159)	2	(160)	(157)	(3)
Costi del lavoro		(55)	(48)	(7)	(49)	(48)	(2)
Margine Operativo Lordo		499	397	103	537	399	138
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(279)	(228)	(50)	(229)	(201)	(27)
Risultato operativo netto		221	168	52	308	198	111
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(37)	(51)	14	(25)	(29)	4
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		2	1	2	0	0	0
Risultato prima delle imposte		187	118	69	284	169	115
Imposte sul reddito	7	(98)	(32)	(66)	(67)	(42)	(25)
Risultato netto attività continue		89	86	3	216	127	90
Risultato netto attività cedute	8	294	88	206	20	77	(57)
Risultato netto di periodo		383	174	209	236	203	33
Risultato di azionisti terzi		(4)	(2)	(3)	(4,1584)	(2)	(3)
Risultato netto di Gruppo		379	173	206	232	202	30

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 reported 2022** sono pari a 714 milioni, in significativo aumento rispetto ai 601 milioni del 2021 *adjusted* principalmente per effetto dei nuovi parchi acquisiti in Spagna e del contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021 in Francia e Germania, oltreché del contributo dei nuovi parchi entrati in operatività nel Regno Unito ed in Francia a fine 2021, delle maggiori produzioni a seguito delle migliori condizioni anemologiche registrate nel periodo, in parte compensati dal decremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 109,4 a 42,9 €/MWh).

Si segnala che i ricavi *adjusted* non includono gli effetti correlati agli **Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)**, già descritte negli aggiornamenti normativi ed istituzionali, pari a circa 35 milioni.

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 2022 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 9 milioni;

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 12 milioni sono classificati nella presente voce del conto economico riclassificato e considerati nei valori *adjusted*. 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 al contributo degli assets eolici e fotovoltaici acquisiti in Italia e all'estero nel corso del 2022, oltreché del pieno contributo dei nuovi parchi entrati in operatività in Regno Unito, Francia e Polonia sviluppati internamente, solo in parte compensati dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Si precisa che i valori *adjusted* del 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 nell'esercizio pari a 20 milioni;
- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi fotovoltaici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Revamping ottenute nell'esercizio pari a 23 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 adjusted** 2022 sono stati pari a 25 milioni, in diminuzione rispetto al 2021 *adjusted* (29 milioni), grazie al pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2022 si è attestato all'1,5% rispetto al 1,7% del 2021 *adjusted* a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità è minore di quello del 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 *adjusted* 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 avvenuto nel mese di gennaio 2022;
- oneri finanziari (-3 milioni), 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 (-5 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 98 milioni, in sensibile aumento rispetto ai 32 milioni del 2021 *adjusted* principalmente per effetto di un imponibile superiore per i risultati del periodo, per l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 37 milioni (escludendo l'impatto sul business termoelettrico di 4 milioni, rilevato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute") e per il contributo straordinario 2023 pari a 19 milioni.

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 67 milioni, in aumento rispetto ai 42 milioni del 2021 *adjusted* principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo. Si precisa che la voce non include i sopracitati impatti derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 e del Contributo straordinario 2023. Tali imposte sono state isolate come *special item*.

Il tax rate adjusted del 2022, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (25% nel 2021 *adjusted*).

8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute reported comprende nel 2022 il risultato del business termoelettrico riconducibile alla società ERG Power S.r.l.²⁵ e la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni). Tale importo è stato isolato come special item. Per l'esercizio 2021 la voce comprende anche il risultato della società ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) secondo quanto previsto dall'applicazione del principio IFRS 5.

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute adjusted comprende per il 2022 il risultato della società ERG Power S.r.l., pari a 20 milioni; tale importo, rispetto ai dati reported, include gli ammortamenti del periodo e non include l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 4 milioni.

Situazione Patrimoniale

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 sia i valori *reported* che i valori *adjusted*. I valori *adjusted* al 31 dicembre 2022 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 157 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 153 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	Reported		Adjusted		
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	
<i>(milioni di Euro)</i>					
Capitale immobilizzato	1	3.695	3.089	3.540	3.624
Capitale circolante operativo netto	2	97	97	97	177
Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(4)	(4)	(5)
Altre attività	3	379	434	381	434
Altre passività	4	(657)	(549)	(657)	(623)
Capitale investito netto attività continue		3.510	3.066	3.357	3.608
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		235	683	235	-
Capitale investito netto		3.745	3.749	3.592	3.608
Patrimonio netto di Gruppo		2.045	1.559	2.050	1.547
Patrimonio netto di terzi	5	9	10	9	10
Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.592	2.250	1.434	2.051
Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	98	(69)	98	-
Mezzi propri e debiti finanziari		3.745	3.749	3.592	3.608

²⁵ Il risultato del business termoelettrico compreso nelle "Attività destinate ad essere cedute" reported è pari a -30 milioni nel 2022, inclusivo della svalutazione dell'impianto CCGT. Come richiesto dall'IFRS 5 non sono stati contabilizzati gli ammortamenti di ERG Power S.r.l. a partire dalla data di classificazione come attività destinate ad essere cedute (1° febbraio 2022), per un importo pari a 20 milioni (netto imposte), inclusi invece nel risultato del risultato del business termoelettrico *adjusted*.

1. Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2021	995	2.048	45	3.089
Investimenti	4	303	6	314
Variazioni area di consolidamento	443	275	1	719
Disinvestimenti e altre variazioni	5	(13)	1	(7)
Ammortamenti e Svalutazioni	(67)	(173)	0	(241)
Riclassifica IFRS 5	(0)	(194)	(12)	(206)
Variazione IFRS 16	0	28	0	28
Capitale immobilizzato al 31/12/2022	1.380	2.274	40	3.695
Rettifica impatto IFRS 16	0	(155)	0	(155)
Capitale immobilizzato adjusted al 31/12/2022	1.380	2.120	40	3.540

La voce “Investimenti” si riferisce principalmente alle attività di sviluppo organico correlate al completamento dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia 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.

La voce “Variazione area di consolidamento” include gli impatti dell’acquisizione dei parchi eolici e fotovoltaici in Italia, consolidati integralmente nel terzo trimestre 2022, l’acquisizione di impianti fotovoltaici in Spagna, consolidati integralmente a partire dal primo trimestre 2022 ed al deconsolidamento della Società ERG Hydro (ora “Enel Appennino Centrale”), ceduta in data 3 gennaio 2022.

La voce “Riclassifica IFRS 5” indica gli impatti della riclassifica del capitale immobilizzato del business termoelettrico alla riga Capitale investito netto destinato ad essere ceduto.

La riga “Disinvestimenti e altre variazioni” include 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 e solari.

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 *adjusted* non include il debito finanziario legato all’applicazione dell’IFRS 16 pari a circa 157 milioni (129 milioni al 31 dicembre 2021).

Riepilogo indebitamento del Gruppo (milioni di Euro)	Reported		Adjusted	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.902	2.196	1.751	2.073
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(311)	53	(317)	(22)
Totale indebitamento attività continue	1.592	2.250	1.434	2.051
Totale indebitamento Discontinued Operations	98	(69)	98	0
Totale	1.690	2.181	1.533	2.051

Sustainable Finance

La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

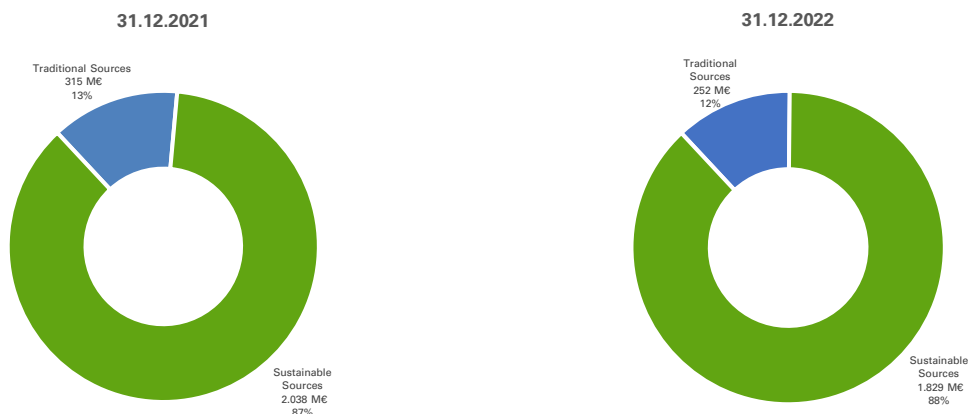
Negli ultimi anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di tre prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019, settembre 2020 e settembre 2021. Questa strategia ha permesso di ri-bilanciare la struttura finanziaria di gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

A conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile, le tre emissioni green per un totale di Euro 1.600 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base dell'ERG Green Bond Framework, certificato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris (parte di Moody's ESG Solutions), come conforme ai Green Bond Principles 2021 ed in linea con le best market practices.

Al 31 Dicembre 2022 le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.829 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.081 milioni di valore nominale (2.038 milioni di Euro al 31 dicembre 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.352 milioni di valore nominale) comprendono:

- Green Bonds, per complessivi Euro 1.600 milioni (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2021), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo;
- Finanziamenti "Environmental, Social e Governance Linked" senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans"), per complessivi Euro 150 milioni (pari a Euro 350 milioni al 31 dicembre 2021), che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO₂;
- ESG Linked Project Green Financing, per complessivi Euro 79 milioni, pari ad Euro 88 al 31 dicembre 2021, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dalla Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.

La composizione delle fonti di finanziamento mostra una progressiva convergenza verso l'obiettivo di "sustainable funding" pari ad almeno il 90% delle fonti di finanziamento del Gruppo così come delineato nel nuovo piano ESG 2022-2026.



In aggiunta alle suddette fonti finanziarie funded nel mese di ottobre 2022 la società ERG S.p.A. ha stipulato una ESG-linked Revolving Credit Facility, di durata triennale e con possibilità di estensione fino a ulteriori 2 anni, il cui margine è soggetto a un meccanismo di aggiustamento sulla base del raggiungimento di determinati target ESG (di cui uno environmental e uno relativo alla diversity nella composizione della forza lavoro). Tale facility, il cui ammontare è pari a Euro 600 milioni, risulta interamente disponibile al 31 dicembre 2022.

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2022	31/12/2021
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	-	249
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.595	1.614
Totale	1.595	1.863
Project Financing e Leasing Finanziari	212	237
Quota corrente Project Financing	(55)	(27)
Project Financing a medio-lungo termine	156	210
Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	151	123
Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue	1.902	2.196
Rettifica impatto IFRS 16	(151)	(123)
Totale indebitamento finanziario adjusted	1.751	2.073

I “**Debiti finanziari a medio-lungo termine**”, pari a 1.595 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 (7 milioni);
- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (2 milioni).

I debiti per “**Project Financing**” pari a 212 milioni di Euro al 31 dicembre 2022 sono relativi a:

- finanziamenti per 94 milioni di Euro relativi alla società Andromeda PV S.r.l;
- finanziamenti per 117 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 (3 milioni) a seguito dell’applicazione dell’IFRS 9. Si segnala che nel primo trimestre 2023 sono stati rimborsati i project financing in Polonia per 24 milioni.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2022	31/12/2021
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a breve termine	296	1.305
Altri debiti finanziari a breve termine	38	67
Passività finanziarie a breve termine	334	1.372
Disponibilità liquide	(424)	(811)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(216)	(491)
Attività finanziarie a breve termine	(639)	(1.302)
Project Financing a breve termine e Leasing Finanziari	55	27
Disponibilità liquide	(68)	(50)
Project Financing	(12)	(23)
Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	6	6
Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue	(311)	53
Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations	98	(69)
Rettifica impatto IFRS 16	(6)	(6)
Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(219)	(22)

(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 semestre 2023;
- 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*).

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1 milione) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (2 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

Gli altri debiti finanziari a breve termine comprendono i debiti per leasing finanziari per 16 milioni delle neo acquisite società fotovoltaiche in Italia., i ratei per interessi passivi su Bond e Corporate Loan (10 milioni) e passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (12 milioni).

Le attività finanziarie a breve termine includono impieghi a breve di liquidità per circa 100 milioni, depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 11 milioni, le attività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 69 milioni ed i crediti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura per 34 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:

(importi in milioni)	2022	2021 ⁽¹⁾
Margine operativo lordo adjusted	537	580
Variazione capitale circolante	11	(53)
Cash Flow Operativo	548	527
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(307)	(258)
Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(638)	(389)
Incasso cessione ERG Hydro	1.265	-
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(6)	(0)
Disinvestimenti e altre variazioni	(13)	(3)
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	301	(651)
Proventi (oneri) finanziari	(25)	(29)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(3)	(16)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽²⁾	75	-
Cash Flow da gestione finanziaria	47	(45)
Cash Flow da gestione Fiscale	(92)	(42)
Distribuzione dividendi	(139)	(114)
Altri movimenti di patrimonio netto	26	(288)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(113)	(402)
Variazione area di consolidamento	(69)	-
Cash Flow Termo	(104)	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	2.051	1.439
<i>Variazione netta</i>	<i>(519)</i>	<i>612</i>
Indebitamento adjusted totale	1.533	2.051
(+ PFN Termo)	(98)	-
Indebitamento adjusted "Attività continue"	1.434	2.051

- (1) Si precisa che il flusso di cassa relativo al 2021 è rappresentato tenendo conto dei flussi di cassa delle attività destinate ad essere cedute.
(2) Attività destinata ad essere ceduta

Il **Cash Flow operativo** del 2022 è positivo per 548 milioni, in aumento di 21 milioni rispetto al 2021 principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del 2022 include l'incasso avvenuto a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (1.265 milioni), gli effetti delle acquisizioni di impianti fotovoltaici operativi in Spagna (100 milioni) ed in Italia (115 milioni), l'acquisizione di impianti eolici operativi in Italia (396 milioni) e in Regno Unito (27 milioni) oltreché gli investimenti del periodo (307 milioni) finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Revamping 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. La voce include inoltre gli acconti del contributo straordinario derivante dall'art.37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 39 milioni.

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 agli azionisti.

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 subtotale 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 subtotale 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 adjusted** 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

Valori economici adjusted 2021

Si precisa che come già indicato nelle premesse, a seguito dell'importante processo di trasformazione del portafoglio del Gruppo, 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 *adjusted* 2021, indicando nella riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico in applicazione dell'IFRS 5.

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 nell'esercizio 2022:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 12 milioni;
- l'incremento (circa 157 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 153 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (5 milioni) 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.

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO

(importi in milioni)

	Note	2022	2021
Margine operativo lordo Attività continue		499	397
Esclusione Special Items:			
- Riclassifica IFRS 16	1	(12)	(9)
Italia			
- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	14	7
- Storno indennità di cessazione carica CEO	3	-	3
- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	4	1	2
- Storno Clawback Measures	5	7	-
Estero			
- Storno Clawback Measures & Windfall tax	5	28	-
Margine operativo lordo adjusted		537	399

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(importi in milioni)

		2022	2021
Ammortamenti e svalutazioni		(279)	(228)
Esclusione Special Items:			
- Riclassifica IFRS 16	1	7	5
- Storno oneri correlati a Business dismissi	4	0	-
- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	6	43	22
Ammortamenti adjusted		(229)	(201)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

(importi in milioni)

		2022	2021
Risultato netto attività continue di Gruppo		89	86
Esclusione Special Items:			
Esclusione rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro		-	-
Riclassifica IFRS 16	1	0	0,03
Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	11	6
Esclusione indennità di cessazione carica CEO	3	-	2
Esclusione oneri correlati a Business dismissi	4	(2)	1
Esclusione impatto Clawback measures, contributo solidarietà e 25% Extraprofiti	5-7	83	-
Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	6	31	16
Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	8	2	14
Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	9	(1)	-
Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	10	3	2
Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		216	127

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 comprensivi anche delle premialità straordinarie riconosciute nel 2022.
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 Clawback Measures & Windfall tax.
6. Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Revamping.
7. Esclusione degli impatti delle misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico per 83 milioni, già comprensivo (oltre alle predette misure di clawback e windfall tax per 28 milioni) del contributo straordinario previsto dall'art.37 del D.L. 21/2022 per 37 milioni per il perimetro Attività continue e del Contributo Straordinario 2023 per 19 milioni.
8. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
9. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding.
10. 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 3 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 2021

(milioni di Euro)

Conto Economico adjusted	FY 2021	ERG Hydro	Erg Power	FY 2021 restated
Ricavi	1.232	(186)	(445)	601
Altri ricavi	11	(3)	(1)	8
Ricavi totali	1.243	(188)	(445)	609
Costi per acquisti	(395)	2	387	(6)
Variazioni delle rimanenze	0	(0)	(0)	(0)
Costi per servizi e altri costi operativi	(197)	25	15	(157)
Costi del lavoro	(71)	10	14	(48)
Margine operativo lordo	580	(151)	(30)	399
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(276)	44	31	(201)
Risultato operativo	304	(108)	2	198
Proventi (oneri) finanziari netti	(29)	(0)	0	(29)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	(0)	0
Risultato prima delle imposte	275	(108)	2	169
Imposte sul reddito	(72)	31	(1)	(42)
Risultato netto attività continue	203	(77)	0	127
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	0	77	(0)	77
Risultato prima degli interessi di terzi	203	0	0	203
Risultato di azionisti terzi	(2)	0	0	(2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	202	0	0	202

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

Conto Economico 2022

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	714	-	-	35	749
Altri proventi	13	-	-	(0)	12
Ricavi totali	727	-	-	35	761
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(15)	-	-	-	(15)
Costi per servizi e altri costi operativi	(157)	(12)	-	9	(160)
Costi del lavoro	(55)	-	-	5	(49)
Margine operativo lordo	499	(12)	-	50	537
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(279)	7	-	43	(229)
Risultato operativo	221	(5)	-	93	308
Proventi (oneri) finanziari netti	(37)	5	3	3	(25)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	2	-	-	(2)	0
Risultato prima delle imposte	187	0	3	94	284
Imposte sul reddito	(98)	-	(1)	31	(67)
Risultato netto attività continue	89	0	3	125	216
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	294	-	-	(274)	20
Risultato netto di periodo	383	0	3	(150)	236
Risultato di azionisti terzi	(4)	-	-	-	(4)
Risultato netto di competenza del Gruppo	379	0	3	(150)	232

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2022

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.380	-	1.380
Immobilizzazioni materiali	2.274	(155)	2.120
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	40	-	40
Capitale immobilizzato	3.695	(155)	3.540
Rimanenze	18	-	18
Crediti commerciali	202	-	202
Debiti commerciali	(123)	-	(123)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
Capitale circolante operativo netto	97	-	97
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	379	2	381
Altre passività	(657)	-	(657)
Capitale investito netto attività continue	3.510	(153)	3.357
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	235	-	235
Capitale investito netto	3.745	(153)	3.592
Patrimonio netto Gruppo	2.045	5	2.050
Patrimonio netto di terzi	9	-	9
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.592	(157)	1.434
Indebitamento finanziario netto attività destinate ad essere cedute	98	-	98
Mezzi propri e debiti finanziari	3.745	(153)	3.592

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 12 gennaio 2023	Scozia	Eolico	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO2 ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
Comunicato Stampa del 18 gennaio 2023	Italia	Corporate	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54esimo posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
Comunicato Stampa del 31 gennaio 2023	Italia	Corporate	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
Comunicato Stampa del 1 febbraio 2023	Italia	Corporate	ERG ha comunicato i dati relativi alle azioni in circolazione e al numero dei diritti di voto costituenti il capitale sociale al 1° febbraio 2023.
Comunicato Stampa del 9 marzo 2023	Italia	Eolico	EssilorLuxottica ed ERG firmano un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da estrema volatilità ed incertezza. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità è estremamente volatile ed in netto calo nei primi mesi del 2023 rispetto agli elevati prezzi registrati nel 2022. Il contesto regolatorio è in continua evoluzione ed incerto, in particolare per quanto riguarda le numerose e non coordinate misure emergenziali che si sono susseguite negli ultimi mesi, sia a livello dei singoli Paesi, sia Europeo. A queste si aggiungono le istanze di revisione nel medio termine del mercato elettrico a livello europeo, con più ampi spazi per la contrattualizzazione di lungo termine dell'energia.

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.

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 performance nel 2023 rispetto al 2022, rappresentato al netto della migliore stima degli impatti derivanti dalle misure emergenziali (c.d. *claw back measures*) previste nei vari Paesi e/o a livello europeo. Si segnala che anche il confronto con l'anno prima è al netto delle suddette misure.

Italia

Il margine operativo lordo del Wind è previsto in lieve aumento rispetto al 2022 per effetto del pieno contributo derivante dagli asset consolidati a partire dal 1° agosto 2022 (172 MW), dall'entrata in esercizio nel corso dell'anno di due impianti oggetto di Repowering per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti) e di un parco di nuova costruzione (47 MW). Tali maggiori risultati saranno in parte compensati dall'azzeramento dell'incentivo GRIN nel 2023 a seguito degli elevati valori del PUN registrati nel 2022.

Il margine operativo lordo del Solare è previsto in aumento prevalentemente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione di 34 MW avvenuta a luglio 2022.

Si stima per l'esercizio 2023 un **Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in aumento** rispetto al 2022.

Esteri

Il margine operativo lordo Wind è previsto sostanzialmente in linea rispetto al 2022 grazie al pieno contributo dei parchi eolici entrati in esercizio progressivamente nel corso del 2022 in UK (86 MW), Svezia (62 MW), Polonia (61 MW) e Francia (20 MW), oltre all'avvio a inizio 2023 del parco in Scozia (92 MW). Tale maggior risultato è in gran parte compensato dal minor prezzo di vendita rispetto a quello catturato nel corso del 2022 in alcune geografie, anche per effetto delle misure di claw-back vigenti dal 1 dicembre 2022.

Il margine operativo lordo Solare è previsto in aumento rispetto al 2022 principalmente per effetto del contributo derivante dal parco in corso di acquisizione in Spagna (25 MW).

Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar all'estero è pertanto atteso in leggera crescita rispetto al 2022.

Guidance 2023

Per l'esercizio 2023 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 500 e 550 milioni, in lieve incremento rispetto al risultato 2022 al netto dell'impatto delle *claw back measures* (502 milioni, nettati di 35 milioni di *claw back measures*).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 400 e 500 milioni (946 milioni nel 2022) ed includono il completamento dei parchi entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023, le attività di costruzione in corso e l'acquisizione di un parco fotovoltaico in Spagna in attesa di closing.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2023 è atteso nel range tra 1.300 e 1.400 milioni (1.434 milioni a fine 2022), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, è in corso un processo di vendita degli asset, per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle *discontinued operations*.