Informazione Regolamentata n. 0118-8-2025	Data/Ora Inizio Diffusione 11 Marzo 2025 19:01:33	Euronext Milan

Societa'	:	ERG
Identificativo Informazione Regolamentata	:	202243
Utenza - Referente	:	ERGN01 - Marescotti Eliana
Tipologia	:	1.1; REGEM; 3.1
Data/Ora Ricezione	:	11 Marzo 2025 19:01:33
Data/Ora Inizio Diffusione	:	11 Marzo 2025 19:01:33
Oggetto	:	Il CdA approva il Bilancio e la Relazione sul Governo Societario al 31/12/24

Testo del comunicato

Vedi allegato

Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione approva il Bilancio Consolidato integrato al 31.12.2024
Approvata la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari al 31.12.2024

Confermata la strategia "Value over Volume" per il 2025-2026

Proposto un dividendo di 1 Euro per azione

Anno 2024
MOL consolidato a valori adjusted[1]: 535 milioni di euro, 534 milioni nel 2023
Risultato netto di Gruppo adjusted: 175 milioni di euro, 226 milioni nel 2023[2]

Quarto trimestre 2024
MOL consolidato adjusted: 145 milioni di euro, 159 milioni nel 4° trimestre 2023
Risultato netto di Gruppo adjusted: 45 milioni di euro, 77 milioni nel 4° trimestre 2023

Risultati Finanziari 2024 – ERG registra un EBITDA 2024 a 535 milioni di euro, sostanzialmente in linea ai 534 milioni dello stesso periodo del 2023, grazie al significativo contributo degli investimenti effettuati nell'anno che hanno permesso di compensare condizioni anemologiche straordinariamente sfavorevoli.

Solida execution – +579 MW di nuova capacità installata eolica e solare nel periodo attraverso un mix bilanciato di crescita organica, sia repowering che greenfield, e M&A. Il portafoglio asset ha raggiunto a fine 2024 oltre 3,8 GW.

Strategia route-to market – Firmati, tra fine 2024 e inizio 2025, cinque Power Purchase Agreement (PPA) di lungo termine con primarie corporate e utilities, per un totale di circa 500 GWh/annui. Sale a circa 3,3 TWh/annui l'energia rinnovabile prodotta dai nostri parchi venduta dal Gruppo tramite contratti a lungo termine.

Strategia: rafforzato l'approccio Value over Volume – Il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Piano Industriale per il periodo 2025-2026 rafforzando l'approccio "Value over Volume" volto a massimizzare il ritorno degli investimenti attraverso una crescita selettiva. Anche in considerazione delle tempistiche più lunghe delle attese circa l'approvazione del Decreto FERX, nonché di un approccio più cauto negli USA in attesa di comprendere meglio gli orientamenti della nuova amministrazione, le capex sono state ridotte del 20% nel periodo 2024-2026 a 1 miliardo di euro, di conseguenza il target di crescita del portafoglio asset è stato fissato a 4,2 GW nel 2026 (in precedenza a 4,5 GW) con un maggiore focus sugli asset attualmente in costruzione, sul Repowering e sulla pipeline di progetti organici. EBITDA atteso a fine periodo superiore a 600 milioni di euro. Confermato l'obiettivo di un EBITDA quasi-regolato al 85-90% e l'impegno al mantenimento del rating investment grade.

Focus sul Repowering eolico – Il Repowering, strumento fondamentale per la transizione energetica di cui il Gruppo è pioniere, rimane centrale nella strategia di crescita di ERG, che può contare su 269 MW già entrati in esercizio, 29 MW in costruzione in Francia e Germania e su una pipeline di progetti di circa 800 MW di cui 380 MW già autorizzati.

[1] Si precisa che, a partire dal 2024, i risultati economici adjusted includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 e del quarto trimestre 2023 sono stati pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.
[2] Si precisa che il risultato netto di Gruppo adjusted, per il periodo comparativo, si riferisce al perimetro delle "Attività continue" e non include pertanto il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

Finanza sostenibile – La Banca europea per gli investimenti (BEI) ha finanziato il gruppo ERG per 243 milioni di euro per promuovere lo sviluppo di energia rinnovabile in Italia, Francia e Germania.

Strategia ESG – Il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Piano ESG per il periodo 2025-2026. La sostenibilità resta al centro della strategia del Gruppo. Confermati l'impegno verso l'obiettivo Net Zero al 2040 e la promozione di politiche di D&I per favorire un ambiente di lavoro inclusivo.

Prima Edizione del Bilancio Consolidato integrato – In linea con quanto richiesto dalla nuova CSRD, ERG ha redatto per la prima volta il Reporting Integrato che integra all'interno della Relazione sulla gestione l'informativa non finanziaria secondo i nuovi standard di rendicontazione ESRS. Pubblicato oggi l'Executive Summary dell'informativa non finanziaria, che sintetizza l'approccio strategico alla Sostenibilità.

Politica di Remunerazione degli Azionisti e Buy-back – Dividendo annuale confermato a 1 euro per azione, con flessibilità di incrementare la remunerazione anche attraverso acquisto di azioni proprie (buy-back) sulla base della performance e delle prospettive di crescita. Dividendo per gli azionisti nel 2025 pari a 1 euro per azione ed effettuazione tra novembre 2024 e gennaio 2025 di un programma di buy-back per un importo complessivo pari a 23 mln euro (0,15 euro per azione).

Guidance 2025 – Alla luce del contesto e già fattorizzando il perdurare di condizioni anemologiche sfavorevoli nei primi due mesi del 2025, prevediamo per il 2025 un EBITDA compreso tra i 540 e i 600 milioni di euro, gli investimenti tra 190 e 240 milioni di euro e l'indebitamento netto tra 1.850 e 1.950 milioni di euro.

Genova, 11 marzo 2025 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., nella riunione odierna, ha approvato il bilancio consolidato integrato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2024, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari al 31 dicembre 2024, la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti e l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG per il 2025-2026.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli Azionisti, che sarà convocata per il 22 aprile 2025 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 23 aprile 2025 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1 euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 21 maggio 2025 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 19 maggio 2025 (ex date) e record date il 20 maggio 2025.

Risultati finanziari consolidati

IV Trimestre			Principali dati economici	Anno		
2024	**2023**	**Var %**	*(milioni di Euro)*	**2024**	**2023**	**Var %**
145	159	*-9%*	Margine operativo lordo	535	534	*0%*
75	103	*-27%*	Risultato operativo netto	271	312	*-13%*
45	77	*-42%*	Risultato netto di Gruppo	175	226	*-22%*

	31.12.2024	31.12.2023	Variazione
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.793	1.445	*348*
Leva finanziaria ante IFRS 16	*45%*	*40%*	

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG ha commentato: *"I risultati del 2024 e, in particolare, dell'ultimo trimestre, hanno risentito di una ventosità ampiamente inferiore allo scorso anno e alle medie storiche del periodo. Tale fenomeno a livello di margine operativo è stato interamente compensato dal contributo della nuova capacità installata, cresciuta di circa 580 MW, di cui oltre 300 MW negli Stati Uniti. Nell'anno abbiamo chiuso anche importanti accordi di PPA con primarie controparti industriali per stabilizzare i nostri ricavi. Confermato il nostro rating investment grade, abbiamo emesso con successo un nuovo green bond e sottoscritto il primo finanziamento con la BEI. Nell'aggiornare il Piano 2024-26 abbiamo rafforzato l'approccio selettivo "Value over Volume", già introdotto lo scorso anno, riducendo gli investimenti per i prossimi due anni e concentrandoci sugli asset attualmente in costruzione, sviluppo organico e Repowering. Nonostante i minori investimenti continuiamo a prevedere un Ebitda di oltre 600 milioni di euro nel 2026. Confermiamo il dividendo annuale a 1 euro per azione, mantenendo la flessibilità di migliorare la remunerazione agli azionisti con ulteriori buy-back".*

Aggiornamento della strategia e obiettivi per il periodo 2025-2026

Con l'aggiornamento della strategia di business, ERG conferma e rafforza l'approccio "Value over Volume" basato su una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore. Il Gruppo rinnova così l'impegno verso lo sviluppo delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo decarbonizzate grazie alla sua vision e alla sua consolidata esperienza in questo mercato.

L'obiettivo è raggiungere una capacità installata di 4,2 GW entro il 2026, crescita garantita per oltre il 50% da progetti già finalizzati o in fase di costruzione. Prevediamo una diminuzione del 20% degli investimenti totali pari a circa 1,0 miliardi di euro per il periodo 2024-2026, con un EBITDA a 600 milioni di euro al 2026. La strategia si focalizzerà sugli asset attualmente in costruzione derivanti dallo sviluppo della pipeline di progetti organici di 5GW, con particolare attenzione alle geografie dove siamo già presenti. L'asset rotation rappresenta una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti. Il Repowering, strumento fondamentale per la transizione energetica di cui il Gruppo è pioniere, rimane centrale nella strategia di crescita di ERG.

Continua la strategia di diversificazione tecnologica, con maggiore impulso sui progetti di battery storage (BESS) e ibridizzazione degli impianti eolici e solari. Questo approccio punta ad aumentare la flessibilità del portafoglio asset, integrando la generazione di energia da sole e vento con sistemi capaci di bilanciarne la produzione e aumentarne l'efficacia. La digitalizzazione dei nostri asset wind&solar consentirà di massimizzarne la performance.

Per quanto riguarda il Route-to-Market, il Gruppo intende fare leva sull'esperienza consolidata in ambito energy management per ottimizzare la strategia di accesso al mercato. Confermiamo la volontà di raggiungere il target dell'85%-90% dell'EBITDA quasi-regolato attraverso meccanismi di supporto long term, tra cui in particolare i CFD governativi, e PPA con primarie controparti corporate nelle diverse geografie in cui operiamo. Tali forme di contrattualizzazione di lungo termine si confermano strumenti fondamentali per affrontare la persistente volatilità del mercato.

ERG presenta una struttura finanziaria solida, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile. L'obiettivo è incrementarlo il dividendo con flessibilità anche attraverso il buy-back sulla base della performance e delle prospettive di crescita e il mantenimento del rating Investment Grade.

Variazioni del perimetro di business nell'esercizio

- **Wind/Solar – Francia**
  In data 28 dicembre 2023, ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con QEnergy France SAS, primario operatore del settore delle energie rinnovabili in Francia, un accordo per l'acquisizione del 100% di CEPE Renouvellement Haut Cabardès SAS, società proprietaria di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il portafoglio di impianti oggetto dell'acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici, entrati in esercizio tra giugno e settembre del 2022, per complessivi 20,4 MWp di capacità installata, un parco fotovoltaico entrato in operatività a fine giugno da 28,8 MWp e un parco eolico da 24 MW oggetto di un intervento di totale ricostruzione a nuovo (repowering). La produzione complessiva stimata è di circa 125 GWh annui, equivalente a 64 kton di CO_2 evitata. I due impianti solari *in operation* e il parco eolico beneficiano di un regime tariffario con un CfD di 20 anni, mentre le produzioni del parco fotovoltaico che è entrato in esercizio alla fine del secondo trimestre del 2024, sono legate ad un PPA della durata di 15 anni con una primaria controparte corporate.
  Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro. Il closing dell'operazione è avvenuto nel mese di gennaio 2024. Si precisa che le neoacquisite società francesi sono consolidate dal 1° gennaio 2024.

- **Wind/Solar – USA**
  In data 24 aprile 2024 il Gruppo ha perfezionato il closing di un importante accordo con Apex Clean Energy Holdings LLC (Apex) primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita, per la creazione di una partnership strategica con la missione di gestire un portafoglio di impianti eolico e solare già operativo e potenzialmente svilupparlo.
  Tale operazione rappresenta il primo passo del Gruppo nel mercato oltreoceano e prevede la creazione di una holding di diritto statunitense nella quale sono stati conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi in esercizio, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un cooperation agreement relativo a circa 1 GW di nuovi progetti solari ed eolici onshore in fase di sviluppo negli Stati Uniti. La holding è partecipata al 75% da ERG ed al 25% da Apex che prosegue nella gestione operativa degli asset. Il portafoglio si compone di un parco eolico onshore

da 224,4 MW situato in Iowa ed entrato in esercizio nella prima metà del 2023, con una produzione stimata annua di oltre 800 GWh, e di un parco fotovoltaico da 92,4 MW situato in Illinois ed entrato in esercizio nella seconda metà del 2022, con una produzione stimata annua di oltre 150 GWh, pari a complessive 387 kt di CO2 evitata. Entrambi gli impianti si trovano nel Midcontinent Independent System Operator (MISO), il mercato elettrico statunitense territorialmente più esteso e secondo per capacità installata. I due impianti beneficiano di accordi di Tax Equity con controparti finanziarie ed erano privi di debito al closing, fatti salvi quelli connessi alla struttura derivante dagli accordi di Tax Equity Partnership. La securizzazione dei ricavi è garantita da contratti di vendita di lungo termine (PPA) siglati con primarie controparti corporate. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è stato pari a 270 milioni di dollari. Il presente Comunicato Stampa riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare a partire dal 1° aprile 2024.

Nel corso dell'esercizio, sono entrati in operatività:

- il parco eolico di Roccapalumba, in provincia di Palermo, per una capacità complessiva pari a 47 MW sviluppato e costruito internamente. Le produzioni del parco saranno valorizzate attraverso un contratto di Power Purchase Agreement (PPA) sottoscritto con Google;
- il parco fotovoltaico in Francia con una capacità complessiva pari a 28,8 MW acquisito nell'ambito della recente acquisizione Falcon;
- il parco eolico di Mineo-Militello-Vizzini in Sicilia con una capacità totale di 101 MW (+51 MW incrementali), il terzo e più ampio progetto di Repowering nel portafoglio degli impianti del Gruppo;
- il parco eolico di Salemi-Castelvetrano, in provincia di Trapani, il quarto progetto di repowering realizzato dal Gruppo in Italia. Il parco ha una capacità installata complessiva di 75,6 MW (+50 MW incrementali)
- due parchi eolici *greenfield* in Francia per complessivi 41 MW.

In data 20 dicembre 2024 ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha firmato uno Share Purchase Agreement (SPA) con BayWa r.e AG, per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia. Il parco, entrato in esercizio nel corso del quarto trimestre del 2024, è costituito da nove turbine Nordex N133 da 4,8 MW l'una e beneficia di un Contract for Difference (CfD) aggiudicato nell'asta AR4 della durata di 15 anni in linea con la strategia di securitizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo. La produzione annua è stimata in circa 120 GWh, corrispondenti a 46 kt di emissioni di CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno di oltre 28.000 famiglie. L'enterprise value della transazione ammonta a 60 milioni di sterline e il closing dell'operazione è stato perfezionato nel mese di gennaio 2025, pertanto la presente Relazione annuale non riflette ancora gli impatti del consolidamento della società.

Commento ai risultati del periodo

Quarto trimestre 2024

Nel quarto trimestre 2024 i **ricavi *adjusted*** sono pari a 196 milioni, in diminuzione rispetto al 2023 (220 milioni), per effetto della ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa nonostante il contributo della nuova capacità installata (+579 MW di cui 317 MW negli USA).
Le produzioni, infatti, sono state pari a 1,8 TWh in riduzione rispetto al quarto trimestre 2023 (-0,1 TWh) caratterizzato da una scarsa ventosità degli asset in operation (-0,5 TWh, -24% a parità di perimetro) solo in parte compensato dal contributo dei nuovi asset di +0,4 TWh (di +0,2 TWh negli USA).

Il **margine operativo lordo *adjusted***, al netto degli special items, si attesta a 145 milioni, in diminuzione rispetto ai 159 milioni (-9%) registrati nel quarto trimestre 2023.

ITALIA

- **Eolico (+4 milioni):** margine operativo lordo pari a 75 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2023 (71 milioni) grazie a ricavi unitari di vendita superiori per effetto del maggiore valore dell'incentivo GRIN, al contributo della nuova capacità installata (148 MW), nonostante la significativa scarsa ventosità registrata nel trimestre. Le produzioni totali risultano pari a 671 GWh rispetto ai 812 GWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una marcata minore ventosità (-31% a pari perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+109 GWh).

- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 12 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2023 (11 milioni) grazie a prezzi di vendita superiori che hanno beneficiato delle vendite a termine effettuate in linea con le policy di Gruppo. Le produzioni sono state pari a 37 GWh, sostanzialmente in linea ai 39 GWh del quarto trimestre 2023.

ESTERO

- **Eolico (-19 milioni):** margine operativo lordo pari a 60 milioni, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2023 (79 milioni) prevalentemente in Francia, Germania ed UK per effetto di una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche e dei minori prezzi di vendita nonostante il contributo dei nuovi asset (290 MW). Le produzioni totali risultano pari a 1.032 GWh rispetto ai 1.003 GWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una marcata minore ventosità (-22% sul pari perimetro) compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+252 GWh).

- **Solare (+1 milione):** margine operativo lordo pari a 4 milioni, in leggero aumento rispetto al quarto trimestre 2023 (3 milioni) per effetto delle nuove acquisizioni (142 MW) in parte compensato dai minori prezzi di vendita.

  Le produzioni sono state pari a 107 GWh nel 2024 rispetto ai 70 GWh del quarto trimestre 2023 principalmente legato alle acquisizioni effettuate nel corso dell'anno (+42 GWh).

Complessivamente l'effetto legato ai minori volumi registrati è stato pari a circa 60 milioni in parte compensato dal contributo della capacità installata (circa +25 milioni), dal beneficio derivante dall'incentivo GRIN in Italia e dalle ottimizzazioni sui costi.
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 pari a 75 milioni (103 milioni nel quarto trimestre 2023). Gli ammortamenti sono stati pari a 70 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2023 (56 milioni) e riflettono principalmente il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti (8 milioni) e sviluppati internamente (3 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo *adjusted*** è pari a 45 milioni, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2023 (77 milioni[3]), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, maggiori oneri finanziari (+7 milioni) principalmente per l'effetto legato all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA e minori imposte per 3 milioni.

[3] Il dato comparativo del 2023 si riferisce al risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

Anno 2024

Nel 2024 i **ricavi *adjusted*** sono pari a 738 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2023 (741 milioni); la minor ventosità registrata nel periodo, significativamente inferiore anche alle medie storiche, risulta sostanzialmente compensata dal contributo derivante dalla nuova capacità entrata in esercizio (579 MW).

Il minore scenario di mercato evidenziato nella prima parte dell'anno impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di Power Purchase Agreement (PPA) a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.

Le produzioni sono risultate pari a 7,0 TWh, in aumento di 0,8 TWh rispetto al 2023, grazie a 1,4 TWh derivanti dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio in parte compensato dalla minore ventosità registrata sugli assets in operation (-0,5 TWh -9 % a parità di perimetro).

Il **margine operativo lordo *adjusted***, al netto degli special items, si attesta a 535 milioni, sostanzialmente in linea ai 534 milioni registrati nel 2023.

ITALIA

- **Eolico (+30 milioni):** margine operativo lordo pari a 250 milioni, in aumento rispetto al 2023 (220 milioni), grazie al contributo dei ricavi unitari dell'incentivo GRIN (nullo nel 2023), all'apporto della nuova capacità installata (148 MW) nonostante la significativa scarsa ventosità registrata nel periodo.

  Le produzioni totali risultano pari a 2.5 TWh rispetto ai 2.5 TWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una marcata minore ventosità (-0,3 TWh, -13 % a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+0,3 TWh).

- **Solare (+10 milioni):** margine operativo lordo pari a 90 milioni, in aumento rispetto al 2023 (79 milioni) grazie a prezzi di vendita che hanno beneficiato delle vendite a termine effettuate in linea con le policy di Gruppo, in parte compensato dalle minori produzioni riconducibili ai fermi per le attività di revamping di alcuni impianti. Le produzioni sono state pari a 241 GWh nel 2024 rispetto ai 256 GWh del 2023.

ESTERO

- **Eolico (-38 milioni):** margine operativo lordo pari a 192 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (230 milioni) prevalentemente per effetto della significativa minore ventosità del periodo e dei minori prezzi catturati in particolare in Francia e Germania, solo in parte compensati dalla nuova capacità installata (290 MW). Le produzioni totali risultano pari a 3.5 TWh rispetto ai 3.0 TWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una minore ventosità (-0,2 TWh -6% a parità di perimetro) più che compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+0,7 TWh).

- **Solare (-2 milioni):** margine operativo lordo pari a 24 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (26 milioni) per effetto dei minori prezzi di vendita dell'energia in Spagna, in parte compensato dal perimetro derivante dalle acquisizioni (142 MW). Le produzioni sono state pari a 0,7 TWh nel 2024 rispetto ai 0,3 TWh del 2023, principalmente grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (0,4 TWh), nonostante una diminuzione del -3% a parità di perimetro**.**

Complessivamente il contributo della nuova capacità installata (circa +75 milioni) è sostanzialmente compensato dai minori volumi registrati principalmente nel quarto trimestre.
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 pari a 271 milioni (312 milioni nel 2023). Gli ammortamenti sono stati pari a 263 milioni, in aumento rispetto al 2023 (223 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo (26 milioni) e sviluppati internamente (14 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo *adjusted*** è pari a 175 milioni, in diminuzione rispetto al 2023 (226 milioni[4]), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, maggiori oneri finanziari (+14 milioni) principalmente per l'effetto legato all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA e minori imposte per 4 milioni.

[4] Il dato comparativo del 2023 si riferisce al risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

Il risultato netto di Gruppo *reported* è pari a 187 milioni, comprensivo degli impatti positivi *net tax* degli special items, in aumento rispetto ai 179 milioni del 2023[5].

L'**indebitamento finanziario netto *ante IFRS 16*** risulta pari a **1.793 milioni**, in sensibile aumento (+348 milioni) rispetto al 31 dicembre 2023 (1.445 milioni). La variazione riflette principalmente gli effetti degli investimenti ed acquisizioni avvenute nell'esercizio (553 milioni), della distribuzione dei dividendi agli azionisti (152 milioni), del pagamento delle imposte (39 milioni), dei due programmi di acquisto azioni proprie (47 milioni) in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (485 milioni[6]).

L'indebitamento finanziario netto *post IFRS 16* include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 31 dicembre 2024, a 229 milioni (172 milioni al 31 dicembre 2023). L'incremento del periodo è riconducibile all'effetto perimetro delle acquisizioni di parchi eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti ed in Francia e dei nuovi parchi eolici sviluppati internamente.

Investimenti

IV Trimestre			Investimenti	Anno		
2024	**2023**		*(milioni di Euro)*	**2024**	**2023**	
30	**82**	***(52)***	**Italia**	**135**	**219**	***(84)***
21	**28**	**(7)**	**Estero**	**413**	**265**	**148**
6	*8*	*(1)*	*Francia*	*142*	*25*	*117*
6	*2*	*3*	*Germania*	*9*	*3*	*7*
7	*15*	*(7)*	*UK & Nordics*	*26*	*45*	*(19)*
0	*2*	*(2)*	*Spagna*	*0*	*190*	*(190)*
0	*2*	*(2)*	*Est Europa*	*0*	*2*	*(2)*
1	*0*	*1*	*USA*	*236*	*0*	*236*
2	**2**	***(0)***	**Corporate**	**5**	**4**	***0***
53	**112**	**(60)**	**Totale investimenti**	**553**	**489**	***64***

Nel quarto trimestre 2024, gli investimenti sono stati pari a 53 milioni (112 milioni nel quarto trimestre 2023) e si riferiscono principalmente ad investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali correlati al Repowering sui parchi italiani per circa 76 MW di nuova capacità entrati in esercizio nel quarto trimestre 2024, alla costruzione di parchi Greenfield in Francia (18 MW) e UK (47 MW) e al Repowering di un parco eolico in Germania (6 MW).

Nel 2024, gli **investimenti** sono stati pari a 553 milioni (489 milioni nel 2023) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW)[7], e in Francia (73 MW), al Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica entrati in esercizio nel corso del 2024, alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW) di cui 41 MW entrati in esercizio nel corso del 2024 e UK (47 MW), al Repowering di un parco eolico in Germania (6 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).

Dati operativi per Paese

4° Trimestre					Anno			
2024	**2023**	**Δ**	**Δ%**	**Produzioni Energia Elettrica (GWh)**	**2024**	**2023**	**Δ**	**Δ%**
708	**851**	**-143**	**-17%**	**Produzione in Italia**	**2.720**	**2.784**	**-64**	**-2%**
671	*812*	*-141*	*-17%*	*di cui eolica*	*2.479*	*2.528*	*-49*	*-2%*
37	*39*	*-2*	*-5%*	*di cui solare*	*241*	*256*	*-15*	*-6%*
1.140	**1.074**	**66**	**6%**	**Produzione all'Estero**	**4.239**	**3.354**	**884**	**26%**
1.032	*1.003*	*29*	*3%*	*di cui eolica*	*3.514*	*3.046*	*468*	*15%*
107	*70*	*37*	*52%*	*di cui solare*	*725*	*309*	*417*	*135%*
1.848	**1.925**	**-77**	**-4%**	**Produzioni complessive impianti ERG**	**6.959**	**6.139**	**820**	**13%**

[5] Si ricorda che il risultato netto di Gruppo *reported* del 2023 includeva il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.
[6] Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.
[7] L'acquisizione è stata perfezionata nel mese di aprile 2024.

Quarto trimestre 2024.

ITALIA
Nel **quarto trimestre 2024** la **produzione di energia elettrica** in Italia risulta pari a 708 GWh, di cui 671 GWh da fonte eolica e 37 GWh da impianti fotovoltaici, in contrazione rispetto al medesimo periodo del 2023 (851 GWh di cui 812 GWh da fonte eolica e 39 GWh da fonte solare), a seguito della scarsa ventosità registrata nel quarto trimestre 2024. Tale effetto è solo in parte compensato dalle produzioni derivanti dalla nuova capacità installata (+109 GWh).

ESTERO
Nel quarto trimestre 2024 la produzione di energia elettrica all'estero risulta pari a 1.140 GWh di cui 1.032 GWh da fonte eolica e 107 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (1.074 GWh di cui 1.003 GWh da fonte eolica e 70 da fonte solare) principalmente per effetto del contributo derivante dai parchi entrati in esercizio a fine 2023 in Spagna (11 GWh) e nei primi mesi del 2024 negli Stati Uniti (240 GWh) e in Francia (43 GWh) e grazie al contributo dei nuovi parchi greenfield in Francia avviati nella seconda metà del 2024, in parte compensati dalla minor ventosità registrata nel trimestre ben al di sotto delle medie storiche.

Anno 2024

ITALIA

Nel **2024** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.720 GWh, di cui 2.479 GWh da fonte eolica e 241 GWh da impianti fotovoltaici, in riduzione rispetto al 2023 (2.784 GWh di cui 2.528 GWh da fonte eolica e 256 GWh da fonte solare), per effetto della minor ventosità solo in parte compensata dal pieno contributo dagli impianti oggetto di *repowering* e *greenfield* entrati in esercizio tra il secondo semestre 2023 e nel corso del 2024 (+280 GWh).

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano in aumento principalmente grazie al valore dell'incentivo GRIN (42 Euro/MWh) che si confronta con un 2023 in cui il GRIN era nullo, al pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio, in parte compensati dalla significativa minor ventosità registrata nel periodo.

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 125 Euro/MWh (109 Euro/MWh nel 2023).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 399 Euro/MWh (342 Euro/MWh nel 2023) in aumento per effetto delle coperture fissate a prezzi più alti rispetto al 2023 e dei maggiori ricavi da conto energia grazie allo spalma-incentivi.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Italia del **2024** è pari a 339 milioni, in aumento rispetto al 2023 (299 milioni).
Gli ammortamenti del periodo (126 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (121 milioni) per effetto del pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

ESTERO

Nel 2024 la produzione di energia elettrica all'estero risulta pari a 4.239 GWh di cui 3.514 GWh da fonte eolica e 725 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (3.354 GWh di cui 3.046 GWh da fonte eolica e 309 da fonte solare), principalmente per effetto perimetro (+1.077 GWh) derivante dal contributo dei parchi acquisiti nel corso del 2023 e nei primi mesi del 2024 in Spagna, Stati Uniti e Francia, dall'entrata in esercizio di due nuovi parchi greenfield in Francia nel secondo semestre 2024, oltreché al pieno contributo degli asset in UK e Svezia che nei primi mesi del 2023 erano in fase di commissioning o ramp-up delle produzioni. Tale effetto è stato in parte compensato dalla minor ventosità riscontrata rispetto al 2023.

Francia

Nel **2024** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1210 GWh, di cui 1084 GWh da fonte eolica e 126 GWh da impianti fotovoltaici, in contrazione rispetto al 2023 (1315 GWh di cui 1219 GWh da fonte eolica e 96 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto della minor ventosità registrata nel periodo rispetto ad una produzione 2023 particolarmente elevata, in parte compensata dal perimetro (+125 GWh).

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 100 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (124 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati e dei minori volumi registrati, solo in parte compensati dal perimetro derivante dall'acquisizione effettuata a inizio 2024 e dai parchi *greenfield* entrati in esercizio nel terzo trimestre del 2024.
I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 82 Euro/MWh risultano in riduzione rispetto al 2023 (93 Euro/MWh) per effetto della contrazione dei prezzi di mercato, che ha influito solo in parte in quanto la maggior parte dei parchi beneficia ancora del meccanismo incentivante a due vie.
I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 81 Euro/MWh, in riduzione rispetto ai 96 Euro/MWh dell'anno precedente in quanto i nuovi parchi acquisiti hanno venduto principalmente a mercato in attesa di entrare nella tariffa incentivante.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Francia del **2024** è pari a 51 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (81 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (46 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (40 milioni) per il contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del 2024 (24 MW) e a quelli sviluppati internamente (41 MW).

Investimenti
Gli investimenti in Francia del **2024 (142 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione avvenuta a gennaio 2024 di impianti eolici e fotovoltaici per 73 MW (84 milioni), oltre alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (59 MW) di cui 41 MW entrati in esercizio nel terzo trimestre 2024 ed i restanti nei primi mesi del 2025.

Germania

Nel 2024 la produzione di energia elettrica in Germania risulta pari a 568 GWh, in riduzione rispetto al 2023 (629 GWh) per effetto della minore ventosità registrata nel quarto trimestre.
I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 55 milioni, in sensibile riduzione rispetto al 2023 (89 milioni), prevalentemente per effetto di una minore ventosità registrata nel periodo e per il minor prezzo catturato in quanto le produzioni nel 2023 riflettevano prezzi di copertura molto elevati.
I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 92 Euro/MWh, risultano pertanto in contrazione rispetto al 2023 (140 Euro/MWh)**.**

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del **2024** risulta pari a 34 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (68 milioni).

Investimenti
Gli investimenti in Germania del **2024 (9 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di Repowering di un parco eolico (6 MW) previsto entrare in esercizio nei primi mesi del 2025.

UK & Nordics

Nel **2024** la **produzione di energia** elettrica in UK & Nordics risulta pari a 588 GWh, in aumento rispetto al 2023 (455 GWh), principalmente grazie al contributo degli asset che nel corso del 2023 erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni e alla maggior ventosità riscontrata nel periodo.

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 54 milioni, in linea rispetto al 2023 (54 milioni), principalmente per effetto delle maggiori produzioni registrate compensate dai minori prezzi catturati.
I ricavi netti unitari si attestano a 60 Euro/MWh, in contrazione rispetto al 2023 (77 Euro/MWh) per effetto dei minori prezzi di vendita.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **2024** si attesta a 30 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (38 milioni) per effetto di minori ricavi legati alla partecipazione ai balancing market e a minori costi sulle property tax a seguito del venir meno dell'"exemption" sui parchi eolici UK.

Gli ammortamenti del periodo (17 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (13 milioni) per effetto del pieno contributo dei parchi eolici in UK & Nordics entrati in operatività nel corso del 2023.

Investimenti
Gli investimenti nell'area UK & Nordics del **2024 (26 milioni)** si riferiscono alle attività di costruzione di un nuovo parco eolico di 47 MW in Nord Irlanda previsto entrare in esercizio a fine anno 2025.

Spagna

Nel **2024 la produzione** di energia elettrica in Spagna risulta pari a **479 GWh**, in aumento rispetto al 2023 (213 GWh) principalmente per effetto perimetro derivante dai parchi acquisiti ed entrati in esercizio nel corso della seconda metà del 2023 (+266 GWh).

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 24 milioni in riduzione rispetto all'anno precedente (27 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2023 che aveva beneficiato di prezzi di copertura elevati. Ne risulta che i ricavi netti unitari si attestano a 47 Euro/MWh, in significativa riduzione rispetto a quelli dell'anno precedente (123 Euro/MWh).
Tale effetto è stato solo in parte compensato dal pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel corso del 2023.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **2024** si attesta a 15 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (20 milioni).

Gli ammortamenti del periodo (12 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (6 milioni) per il pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel corso del 2023 (174 MW) ed entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

Est Europa (Polonia, Romania e Bulgaria)

Nel **2024** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 710 GWh, in riduzione rispetto al 2023 (742 GWh) per effetto della minore ventosità registrata.

I **ricavi** registrati **nel 2024** pari a 68 milioni, risultano in contrazione rispetto al 2023 (73 milioni), principalmente per effetto delle minori produzioni registrate e della riduzione dei prezzi di cessione dell'energia.
I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 87 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al 2023 (91 Euro/MWh).
Si precisa che a partire da aprile 2024 le misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 400 lei/MWh, pari circa a 80 Euro/MWh (450 lei/MWh nel 2023 e fino al 31 marzo 2024, pari a circa 90 Euro /MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **2024** è pari a 54 milioni, in aumento rispetto al 2023 (49 milioni) Il risultato riflette anche il parziale rilascio di fondi (per circa 9 milioni, di cui 6 milioni in Romania relativamente ai Certificati Verdi e 3 milioni in Polonia relativamente alle misure di *clawback measures*) in considerazione del venire meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione**.**

Stati Uniti

A partire dal 1° aprile 2024 la **produzione di energia** negli Stati Uniti risulta pari a 684 GWh (di cui 563 GWh da fonte eolica e 121 GWh da fonte solare).

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 22 Euro/MWh (52 Euro/MWh includendo i PTC), mentre quelli da fonte solare a 47 Euro/MWh, e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

I ricavi di vendita dell'energia registrati a partire dalla data di consolidamento, risultano pari a 18 milioni.

I ricavi e altri proventi (PTC) risultano pari a 36 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 19 milioni relativi al provento non monetario del Production Tax Credit contabilizzato alla voce "Altri proventi" e calcolato sulla base della produzione di energia registrata nel periodo dal parco eolico.

Il margine operativo lordo *adjusted* negli Stati Uniti del **2024** è pari a 32 milioni e risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
17 gennaio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma tra le "Global 100" di Corporate Knights. ERG si è posizionata al primo posto tra le aziende italiane, al 28° posto nel ranking 2024, in sensibile miglioramento rispetto alla 54ª posizione del 2023.
24 gennaio 2024	Italia	Corporate	TIM ed ERG: al via il progetto "Missione Ambiente – Generazioni a scuola di Sostenibilità", con l'obiettivo di contribuire alla diffusione della cultura della sostenibilità. L'iniziativa coinvolgerà dieci città italiane e prevede percorsi di approfondimento su sostenibilità, tutela ambientale e transizione ecologica per delle scuole secondarie di secondo grado.
29 gennaio 2024	Francia	Wind Solar	Perfezionata l'acquisizione di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il portafoglio di acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici in *operation* (20,4 MW), da uno in avanzato stato di realizzazione (28,8 MW) e di un parco eolico in fase di *commissioning* (24 MW).
1° febbraio 2024	Italia	Wind	ERG e Google firmano accordo ventennale per la fornitura di 2 TWh di energia rinnovabile. L'accordo, di tipo pay as produced, prevede la fornitura dell'energia rinnovabile e delle garanzie di origine prodotte dal parco eolico di Roccapalumba, in provincia di Palermo.
6 febbraio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma per il secondo anno nella "A list" di Carbon Disclosure Project.
19 febbraio 2024	Italia	Corporate	Conclusione del programma di acquisto azioni proprie, avviato nel corso del quarto trimestre 2023.
23 febbraio 2024	Italia	Wind	ERG cresce ancora in Italia con il completamento della costruzione e l'avvio dell'energizzazione del parco greenfield di Roccapalumba in Sicilia (47 MW).
29 febbraio 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A ha approvato la policy per la Parità di Genere, rafforzando il suo impegno per la Diversity & Inclusion.
1° marzo 2024	Italia	Solar	Presentato a Key Energy 2024 "Social Purpose for Solar Revamping", il progetto ideato da ERG per garantire seconda vita ai pannelli fotovoltaici provenienti da attività di revamping dei propri impianti solari.
13 marzo 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2023, la Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari e la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.
9 aprile 2024	Italia	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 e un senior unsecured rating BBB-. (vedasi anche C.S. del 7 giugno 2024)
23 aprile 2024	Italia	Corporate	L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, ha confermato Edoardo Garrone alla Presidenza ed ha approvato il Piano di Incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2024-2026). Il Consiglio di Amministrazione, riunitosi nella stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vicepresidente e Paolo Luigi Merli Amministratore Delegato.
24 aprile 2024	Italia	Wind	ERG ha finalizzato il terzo progetto di Repowering con l'avvio dell'energizzazione del parco eolico da 101 MW di Mineo-Militello-Vizzini in Sicilia.
24 aprile 2024	Stati Uniti	Wind Solar	ERG entra ufficialmente nel mercato delle rinnovabili USA grazie all'avvio di una partnership strategica con APEX Clean Energy *(vedasi C.S. del 21 dicembre 2023)*.
15 maggio 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Piano industriale e il Piano ESG 2024-2026.
26 giugno 2024	Italia	Corporate	ERG ha collocato il suo quarto Green Bond per 500 milioni, con durata 6 anni a tasso fisso. L'emissione ha forma di Green Bond e i relativi proventi saranno destinati a progetti eolici, solari e di storage situati in Europa, nel Regno Unito e negli Stati Uniti d'America.
10 luglio 2024	Italia	Corporate	MSCI Inc., una delle principali ESG Rating Agency a livello mondiale, ha confermato il rating "AAA" per ERG e il posizionamento nella categoria "Leader". ERG si è collocata tra le migliori 14 Utilities a livello internazionale, tra le 137 del settore analizzate da MSCI per le performance ESG, e le oltre 2800 aziende a livello globale.

24 luglio 2024	**Francia**	**Wind**	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Saint-Maurice-La Clouere, per una potenza complessiva di 9 MW.
1° agosto 2024	**Italia**	**Corporate**	Il Gruppo ERG ha ottenuto la Certificazione di Parità di Genere UNI/PdR 125:2022 per le attività in Italia, un importante riconoscimento nell'ambito del percorso intrapreso per promuovere una cultura inclusiva che garantisca pari opportunità a tutte le persone, senza distinzione di genere.
20 agosto 2024	**Francia**	**Wind**	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico greenfield di Bourgogne I (Moulins du Bois), nella regione della Bourgogne-Franche-Comté, per una capacità installata pari a 32,4 MW.
18 settembre 2024	**Italia**	**Corporate**	Inaugurato a Limestre, Pistoia, presso la sede di Dynamo Camp, il quarto progetto "Social Purpose for Solar Revamping", il programma ideato da ERG per garantire una seconda vita ai pannelli fotovoltaici provenienti da attività di revamping dei propri impianti solari.
10 ottobre 2024	**Italia**	**Corporate**	GRESB, agenzia di rating internazionale che valuta le performance ESG delle aziende a livello globale, ha assegnato ad ERG un punteggio complessivo di 98/100 con il secondo posto in Europa nel settore "On-Shore Wind Power Generation".
28 ottobre 2024	**Italia**	**Corporate**	Con riferimento alle notizie apparse nei giorni precedenti sugli organi di stampa, il Gruppo ERG ha precisato che, a seguito di una segnalazione ricevuta nel corso del 2023, nella quale si prospettavano eventi di potenziale rilevante gravità per l'azienda, ha condotto e completato nei mesi successivi un'indagine ai sensi delle proprie Linee Guida Whistleblowing, approvate dal Consiglio di Amministrazione e in linea con le best practice di mercato. Nello svolgimento di tale attività, la società ritiene di aver agito nel pieno rispetto della legge e delle proprie policy aziendali e rimane a completa disposizione delle autorità inquirenti.
2 dicembre 2024	**Italia**	**Wind**	ERG ha terminato la costruzione ed avviato l'energizzazione del parco eolico di Salemi-Castelvetrano, in provincia di Trapani, il quarto progetto di repowering realizzato dal Gruppo in Italia. Il parco si compone ora di 18 turbine Vestas, da 4,2 MW (rispetto alle precedenti 30 turbine da 850 kW per un totale di 25,5 MW), pari a una capacità installata complessiva di 75,6 MW.
16 dicembre 2024	**Italia**	**Corporate**	La Banca europea per gli investimenti (BEI) ha finanziato il gruppo ERG con 243 milioni di euro per promuovere lo sviluppo di energia rinnovabile in Italia, Francia e Germania. Con l'uscita dal settore termoelettrico nel 2023, il 100% della generazione del Gruppo è ora basato su fonti rinnovabili.
20 dicembre 2024	**Italia**	**Corporate**	ERG e Duferco Energia, hanno sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) di tipo Pay As Produced della durata di 5 anni per la fornitura di circa 100 GWh/anno di energia green prodotta dall'impianto eolico di Rotello in Molise, con una capacità installata di 42 MW.
20 dicembre 2024	**UK & Nordics**	**Wind**	ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha firmato uno Share Purchase Agreement (SPA) con BayWa r.e AG, operatore leader nel settore delle energie rinnovabili, per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW, in Scozia. L'enterprise value della transazione ammonta a 60 milioni di sterline e il closing dell'operazione è stato perfezionato nel mese di gennaio 2025.

Fatti di rilievo dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
13 gennaio 2025	Italia	Wind	ERG ed Engie hanno sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 5 anni per la fornitura di 44 GWh/anno di energia prodotta da impianti eolici di ERG situati in Italia e non soggetti a regimi di incentivazione tariffaria.
16 gennaio 2025	UK & Nordics	Wind	ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquistato da BayWa r.e AG in data odierna l'intero capitale sociale di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia.
20 gennaio 2025	Italia	Wind	ERG e Plenitude, società controllata da ENI, hanno sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) di tipo "pay as produced", della durata di 5 anni, per la fornitura di circa 64 GWh/anno di energia prodotta da impianti eolici di ERG in Italia e non soggetti più a regimi di incentivazione tariffaria.
28 gennaio 2025	Italia	Corporate	ERG si conferma ancora una volta ai vertici della classifica "Global 100 most sustainable corporations in the world", realizzata a cura di Corporate Knights. ERG si posiziona al 18° posto assoluto, con un sensibile miglioramento in classifica rispetto al 28° del 2024 e si conferma al primo posto tra le imprese italiane della classifica "Global 100".
04 febbraio 2025	UK & Nordics	Wind	ERG e Amazon hanno siglato un Power Purchase Agreement (PPA) a lungo termine. L'accordo, di tipo "pay-as-produced", riguarda la fornitura dell'energia e REGOs (Renewable Energy Guarantees of Origin) prodotte dal parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord, la cui costruzione sarà completata entro il quarto trimestre del 2025, con la conseguente messa in esercizio.
12 febbraio 2025	Italia	Corporate	– ERG ha fatto il suo ingresso come Top Performer nel prestigioso S&P Global Sustainability Yearbook 2025, la classifica annuale di riferimento che riconosce le aziende leader in materia di sostenibilità aziendale.

Evoluzione prevedibile della gestione anno 2025

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da volatilità sia dei prezzi di mercato che dei volumi, quest'ultimi dipendenti dalla disponibilità della risorsa naturale, vento e irraggiamento solare. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in aumento nei primi mesi del 2025 rispetto a quanto registrato nel 2024. In termini di risorsa naturale, i primi mesi del 2025 sono stati caratterizzati in Europa da una scarsa ventosità, significativamente inferiore sia rispetto allo stesso periodo del 2024 sia rispetto alle medie storiche. Migliori condizioni sia anemologiche che di irraggiamento sono invece state registrate nei nostri parchi USA.

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, quando 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 2025 rispetto al 2024.

Italia

Il **margine operativo lordo del Wind è previsto in lieve aumento** grazie al pieno contributo derivante dai parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2024 per complessivi 101 MW (177 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti), al maggior valore dell'incentivo GRIN, che nel 2025 si attesta a 55 €/MWh rispetto ai 42 €/MWh del 2024, ed ai maggiori volumi attesi nell'anno nonostante la scarsa ventosità registrata nei primi mesi del 2025. Tali risultati sono in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel 2024 secondo le policy del gruppo.

Il **margine operativo lordo del Solare è previsto in lieve aumento** rispetto al 2024 prevalentemente per effetto dei maggiori volumi derivanti dalle attività di revamping e repowering degli impianti effettuate nel 2024 in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel corso del 2024.

Si stima per il 2025 un **margine operativo lordo Wind & Solar Italia in lieve aumento** rispetto al 2024.

Estero

Il **margine operativo lordo Wind è previsto in forte aumento** rispetto al 2024 principalmente per effetto perimetro derivante dal pieno contributo dell'acquisizione in USA (224 MW) e di due parchi greenfield in Francia (41 MW) entrati nel corso del 2024, oltre all'acquisizione effettuata a gennaio 2025 in UK (43 MW) e alla prevista entrata in esercizio nel primo semestre di un parco *greenfield* in Francia (18 MW) e di un parco *repowering* in Germania (6 MW). La ventosità stimata tiene conto delle produzioni registrate nei primi mesi dell'anno, caratterizzati da scarsa ventosità, mentre per il restante periodo dell'anno è allineata alle medie storiche/statistiche. Nel complesso si stimano volumi superiori ai dati registrati nel 2024.

Il **margine operativo lordo Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2024 principalmente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione US (92 MW) sostanzialmente compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto dei minori prezzi delle coperture a termine.

Il **margine operativo Lordo Wind & Solar all'estero è atteso in deciso aumento** rispetto al 2024.

Guidance 2025

Per l'esercizio 2025, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 540 e 600 milioni, in aumento rispetto al risultato 2024 (535 milioni).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 190 e 240 milioni (553 milioni nel 2024) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK, la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2025 e il 2026.

L'indebitamento finanziario netto adjusted a fine 2025 è atteso nel range tra 1.850 e 1.950 milioni (1.793 milioni a fine 2024), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

Ulteriori Informazioni

Nomina del nuovo Collegio Sindacale

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e del Presidente nonché alla determinazione della loro retribuzione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.
Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali retribuzioni 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 analizzato la retribuzione annuale fissa riconosciuta, per l'esercizio 2024, a favore del Presidente del Collegio Sindacale e dei Sindaci Effettivi, prendendo come riferimento sia le società non finanziarie appartenenti al FTSE Mid Cap che quelle del FTSE MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico. Le risultanze di tali analisi sono contenute nella Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione sulle materie all'ordine del giorno dell'Assemblea Ordinaria degli Azionisti che sarà messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa.
Gli orientamenti formulati agli Azionisti in merito alla composizione qualitativa ritenuta ottimale per il rinnovo dell'organo di controllo sono già a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2025" a partire dal 25 febbraio 2025.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria 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 di 15.032.000 azioni ordinarie, corrispondente al 10% del capitale sociale di ERG, ivi incluse le azioni proprie già possedute dalla Società alla data dell'Assemblea, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2024, 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 4.965.240 pari al 3,303% del capitale sociale.
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 23 aprile 2024, 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 2025 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

La Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti verrà messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari.

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 potrebbero 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.

I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2024 saranno illustrati ad analisti e investitori domani, alle ore 14:30 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.it) 15 minuti prima della conference call.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione 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.

Il presente comunicato stampa, emesso il 11 marzo 2025, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.it).

La Relazione finanziaria annuale, inclusiva della rendicontazione consolidata di sostenibilità, con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione sulle materie all'ordine del giorno dell'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, 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 2025", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.it).

Contatti:

ERG
Anna Cavallarin Head of External Communication - mobile + 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

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 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".

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.

IFRS 16

A partire dal 2024, il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici adjusted anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.
L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», includendo la suddetta passività finanziaria.

Highlights

Adjusted [2]				Reported [1]		Adjusted [2]	
4°trimestre		*(milioni di Euro)*		Anno		Anno	
2024	2023	Principali dati economici		2024	2023	2024	2023
196	220	Ricavi		738	741	738	741
145	**159**	**Margine operativo lordo**		**531**	**529**	**535**	**534**
75	**103**	**Risultato operativo netto**		**253**	**304**	**271**	**312**
45	**77**	**Risultato netto di Gruppo [3]**		**187**	**179**	**175**	**226**
74%	72%	**Ebitda Margin %**		**72%**	71%	**72%**	72%
2024	2023	Principali dati finanziari		2024	2023		
4.246	**3.757**	**Capitale investito netto**		**4.246**	**3.757**		
2.223	2.140	Patrimonio netto		2.223	2.140		
1.793	1.445	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) [4]		1.793	1.445		
2.023	1.617	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) [4]		2.023	1.617		
45%	40%	Leva finanziaria ante IFRS 16 [5]		45%	40%		
2024	2023	Dati operativi				2024	2023
3.845	**3.266**	**Totale capacità installata a fine periodo**	*MW*			**3.845**	**3.266**
579		*Nuova capacità installata del periodo*				*579*	
148		*di cui Italy Wind*	*MW*			*148*	
290		*di cui Estero Wind*	*MW*			*290*	
142		*di cui Estero Solar*	*MW*			*142*	
1.848	**1.925**	**Totale produzioni di energia elettrica**	*GWh*			**6.959**	**6.139**
403		*Produzioni legate alla nuova capacità del periodo*				*1.357*	
109		*di cui Italy Wind*	*GWh*			*280*	
252		*di cui Estero Wind*	*GWh*			*652*	
42		*di cui Estero Solar*	*GWh*			*425*	
145	**159**	**Margine Operativo Lordo**				**535**	**534**
75	*71*	*Italy Wind*				*250*	*220*
12	*11*	*Italy Solar*				*90*	*79*
60	*79*	*Estero Wind*				*192*	*230*
4	*3*	*Estero Solar*				*24*	*26*
(6)	*(5)*	*Corporate*				*(21)*	*(21)*
101	**111**	**Ricavi netti unitari [6]**	*Euro/MWh*			**102**	**117**
53	**112**	**Investimenti [7]**	*milioni di Euro*			**553**	**489**
660	**636**	**Dipendenti a fine periodo [8]**	*Unità*			**660**	**636**

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

(2) Si precisa che, a partire dal 2024, i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono stati pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo. Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate.

(3) Si precisa che il risultato netto di Gruppo *reported,* per il periodo comparativo, include il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023. Il risultato netto di Gruppo *adjusted* indica il risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico.

(4) L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16 e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

(5) La leva finanziaria ante IFRS 16 è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of use assets pari a 219 milioni.

(6) I ricavi netti unitari (espressi al netto delle restituzioni clawback) sono espressi in Euro/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, costi di sbilanciamento e fee di accesso al mercato.

(7) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato dell'esercizio 2024 include gli investimenti relativi ad operazioni di Merger & Acquisition negli Stati Uniti pari a 235 milioni ed in Francia pari a 84 milioni, mentre il dato del 2023 comprendeva gli investimenti relativi ad operazioni di Merger & Acquisition in Spagna per 184 milioni.

(8) Il dato comparativo del 2023 non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT ceduta nel mese di ottobre 2023.

Risultati per Paese

4°trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2024	2023 [1]	Δ	Ricavi *adjusted*	2024	2023 [1]	Δ
105	102	*3*	Italia	418	374	*44*
91	118	*(27)*	Estero	319	367	*(48)*
30	*42*	*(13)*	*Francia*	*100*	*124*	*(23)*
16	*28*	*(12)*	*Germania*	*55*	*89*	*(34)*
16	*21*	*(5)*	*UK & Nordics*	*54*	*54*	*(1)*
5	*6*	*(0)*	*Spagna*	*24*	*27*	*(2)*
19	*21*	*(2)*	*Est Europa*	*68*	*73*	*(5)*
6	-	*6*	*Stati Uniti*	*18*	-	*18*
11	10	*1*	Corporate	39	35	*3*
(11)	*(10)*	*(1)*	*Ricavi infrasettori*	(37)	*(35)*	*(2)*
196	220	*(24)*	Totale ricavi *adjusted*	738	741	*(3)*
			Margine operativo lordo *adjusted*			
87	82	*5*	Italia	339	299	*40*
64	82	*(18)*	Estero	216	256	*(40)*
16	*30*	*(14)*	*Francia*	*51*	*81*	*(30)*
10	*21*	*(11)*	*Germania*	*34*	*68*	*(34)*
8	*17*	*(9)*	*UK & Nordics*	*30*	*38*	*(8)*
2	*3*	*(0)*	*Spagna*	*15*	*20*	*(6)*
16	*12*	*4*	*Est Europa*	*54*	*49*	*5*
12	-	*12*	*Stati Uniti*	*32*	-	*32*
(6)	(5)	*(1)*	Corporate	(21)	(21)	*(0)*
145	159	*(14)*	Margine operativo lordo *adjusted*	535	534	*1*
			Ammortamenti e svalutazioni *adjusted*			
(33)	(30)	*(3)*	Italia	(126)	(121)	*(5)*
(36)	(24)	*(11)*	Estero	(133)	(97)	*(36)*
(12)	*(9)*	*(2)*	*Francia*	*(46)*	*(40)*	*(6)*
(6)	*(4)*	*(1)*	*Germania*	*(21)*	*(20)*	*(1)*
(4)	*(4)*	*(1)*	*UK & Nordics*	*(17)*	*(13)*	*(4)*
(3)	*(2)*	*(1)*	*Spagna*	*(12)*	*(6)*	*(6)*
(5)	*(5)*	*(0)*	*Est Europa*	*(19)*	*(18)*	*(1)*
(6)	-	*(6)*	*Stati Uniti*	*(18)*	-	*(18)*
(1)	(1)	*(0)*	Corporate	(4)	(4)	*(0)*
(70)	(56)	*(14)*	Ammortamenti e svalutazioni *adjusted*	(263)	(223)	*(41)*
			Risultato operativo netto *adjusted*			
54	51	*3*	Italia	213	177	*36*
29	58	(30)	Estero	83	159	*(76)*
5	*21*	*(16)*	*Francia*	*6*	*41*	*(36)*
4	*17*	*(12)*	*Germania*	*12*	*48*	*(35)*
3	*13*	*(10)*	*UK & Nordics*	*13*	*25*	*(12)*
(1)	*1*	*(1)*	*Spagna*	*3*	*15*	*(12)*
11	*7*	*4*	*Est Europa*	*35*	*31*	*5*
6	-	*6*	*Stati Uniti*	*14*	-	*14*
(7)	(6)	*(1)*	Corporate	(25)	(25)	*(1)*
75	103	*(28)*	Risultato operativo netto *adjusted*	271	312	*(40)*
			Investimenti [2]			
30	82	*(52)*	Italia	135	219	*(84)*
21	28	(7)	Estero	413	265	148
6	*8*	*(1)*	*Francia*	142	*25*	*117*
6	*2*	*3*	*Germania*	9	*3*	*7*
7	*15*	*(7)*	*UK & Nordics*	26	*45*	*(19)*
0	*2*	*(2)*	*Spagna*	0	*190*	*(190)*
0	*2*	*(2)*	*Est Europa*	0	*2*	*(2)*
1	-	1	*Stati Uniti*	236	-	*236*
2	2	*(0)*	Corporate	5	4	*0*
53	112	*(59)*	Totale investimenti	553	489	*64*

[1] A partire dal 2024 i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. Pertanto, i risultati comparativi del 2023 sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

[2] Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* (319 milioni nel 2024). Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.

Conto Economico

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli *special items*.
Si precisa che dal 2024 i risultati economici adjusted includono gli impatti contabili dell'IFRS 16, pertanto i risultati comparativi del 2023 sono riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

Si precisa inoltre che:

- le società acquisite in Francia titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 73,2 MW sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2024.
- le società statunitensi, titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 317 MW, sono state consolidate integralmente a partire dal 1° aprile 2024;

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.

4°Trimestre			*(milioni di Euro)*	Anno		
2024	2023	Δ	Conto Economico	2024	2023	Δ
196	220	*(24)*	Ricavi	738	741	*(3)*
19	*9*	*10*	Altri proventi	51	26	*25*
215	**229**	***(14)***	**Ricavi Totali**	**789**	**767**	***22***
0	*(5)*	*5*	Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(10)	(14)	*4*
(55)	*(50)*	*(5)*	Costi per servizi e altri costi operativi	(186)	(166)	*(21)*
(15)	*(15)*	*(1)*	Costi del lavoro	(58)	(53)	*(5)*
145	**159**	***(14)***	**Margine Operativo Lordo**	**535**	**534**	***1***
(70)	(56)	*(14)*	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(263)	(223)	*(41)*
75	**103**	***(28)***	**Risultato operativo netto**	**271**	**312**	***(40)***
(9)	(2)	*(7)*	Proventi (oneri) finanziari netti	(27)	(14)	*(14)*
(0)	0	*(0)*	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	0	*(0)*
66	**101**	***(35)***	**Risultato prima delle imposte**	**244**	**298**	***(54)***
(20)	(24)	*3*	Imposte sul reddito	(66)	(71)	*4*
46	**77**	***(31)***	**Risultato netto attività continue**	**178**	**227**	***(50)***
(1)	0	*(1)*	Risultato di azionisti terzi	(3)	(2)	*(1)*
45	**77**	***(32)***	**Risultato netto attività continue di Gruppo**	**175**	**226**	***(50)***
0	(1)	*1*	Risultato netto attività cedute	0	(7)	*7*
45	**75**	***(31)***	**Risultato netto di Gruppo**	**175**	**219**	***(44)***

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.

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2024	31/12/2023
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	4.841	4.023
Capitale circolante operativo netto	34	56
Fondi per benefici ai dipendenti	(3)	(4)
Altre attività	246	241
Altre passività	(873)	(560)
Capitale investito netto	4.246	3.757
Patrimonio netto di Gruppo	2.147	2.133
Patrimonio netto di terzi	76	7
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.793	1.445
Passività per leasing	*229*	*172*
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.023	1.617
Mezzi propri e debiti finanziari	4.246	3.757

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* 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:

4°trimestre			Anno	
2024	2023	(milioni di Euro)	2024	2023
145	159	Margine operativo lordo adjusted	535	534
52	(34)	Variazione capitale circolante	(50)	(33)
197	**125**	**Cash Flow operativo**	**485**	**501**
(52)	(112)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(234)	(305)
(0)	0	Acquisizioni di assets e *business combination*	(319)	(184)
-	5	Incasso cessione business dismessi	-	5
(0)	5	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	1	6
0	1	Altre variazioni e disinvestimenti	(11)	(1)
(53)	**(101)**	**Cash Flow da investimenti/disinvestimenti**	**(563)**	**(478)**
(6)	(0)	Proventi (oneri) finanziari	(19)	(6)
-	(1)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	-	(5)
(0)	-	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
-	-	Incasso distribuzione riserve ERG Power [1]	-	88
(6)	**(1)**	**Cash Flow da gestione finanziaria**	**(19)**	**77**
(17)	**(12)**	**Cash Flow da gestione fiscale**	**(39)**	**(26)**
(2)	(2)	Distribuzione dividendi	(152)	(154)
(11)	(61)	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(47)	(61)
(14)	14	Altri movimenti di patrimonio netto	(13)	131
(27)	**(49)**	**Cash Flow da Patrimonio Netto**	**(212)**	**(85)**
-	**74**	**Variazione area di consolidamento**	**-**	**74**
-	**51**	**Cash Flow Termo**	**-**	**24**
1.888	**1.532**	**Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16**	**1.445**	**1.533**
(95)	*(87)*	*Variazione netta*	*348*	*(87)*
1.793	**1.445**	**Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16**	**1.793**	**1.445**
229	*172*	*Passività per leasing*	*229*	*172*
2.023	**1.617**	**Indebitamento finanziario netto post IFRS 16**	**2.023**	**1.617**

[1] Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 è stato perfezionato il closing per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

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).

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);

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 cedute relative al business termoelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività 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), al netto dei relativi effetti fiscali.

Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto attività continue adjusted con l'esclusione del risultato degli azionisti terzi.

Gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, con l'inclusione delle operazioni di Merger & Acquisition e non inclusivo dei Right of Use assets.

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 (comprensivo del Right of Use Assets), del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività e

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 inoltre la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.
I dati comparativi al 31 dicembre 2023 si riferiscono al perimetro delle attività continue, escludendo pertanto l'indebitamento del business termoelettrico, ceduto nell'ottobre 2023.

La **leva finanziaria ante IFRS 16** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of Use assets.

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

A partire dal 2024 il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici *adjusted* anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.

Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

4°trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO		Anno	
2024	2023	*(milioni di Euro)*	Note	2024	2023
147	**157**	**Margine operativo lordo**		**531**	**529**
		Esclusione Special Items:			
1	*1*	*Oneri accessori operazioni straordinarie*	1	*8*	*4*
(4)	*-*	*Plusvalenza cessione opere d'arte*	2	*(4)*	*-*
0	*0*	*Accantonamento Fondo Business Dismessi*	3	*1*	*1*
145	**159**	**Margine operativo lordo adjusted**		**535**	**534**
		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(74)	**(57)**	**Ammortamenti e svalutazioni**		**(278)**	**(225)**
		Esclusione Special Items:			
(0)	*1*	*Svalutazione Repowering Wind Italia*	4	*10*	*2*
3	*-*	*Svalutazione Repowering Wind France*	4	*3*	*-*
1	*-*	*Svalutazione Repowering Wind Germany*	4	*1*	*-*
1	*-*	*Svalutazione Asset parco eolico Svezia*		*1*	*-*
(70)	**(56)**	**Ammortamenti adjusted**		**(263)**	**(223)**
		RISULTATO NETTO DI GRUPPO			
41	**68**	**Risultato netto attività continue di Gruppo**		**187**	**214**
		Esclusione Special Items:			
(3)	*-*	*Esclusione della cessione delle opere d'arte*	2	*(3)*	**-**
2	*1*	*Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie*	1	*7*	*3*
2	*0*	*Esclusione oneri correlati a Business dismessi*	3	*3*	*(4)*
2	*1*	*Esclusione svalutazione Repowering*	4	*10*	*2*
-	*1*	*Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti*	5	*-*	*4*
-	*6*	*Esclusione Tax Asset UK e imposta sostitutiva Wind & Solar Italy*	6	*(28)*	*6*
-	*-*	*Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9*	7	*-*	*1*
45	**77**	**Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted**		**175**	**226**

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Plusvalenza realizzata dalla vendita di opere d'arte iscritte nel patrimonio immobilizzato della holding ERG S.p.A a una parte correlata di ERG S.p.A. a valori di mercato.
3. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
4. Svalutazioni correlate agli investimenti ed ai progetti di Revamping e Repowering finalizzati su alcuni parchi del portafoglio Solare Italia ed Eolico Francia.
5. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
6. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
7. 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 semestre 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milione. 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.

Allegato al Comunicato Stampa del 11 marzo 2025

Andamento Gestionale risultati anno 2024

Basis for preparation

Il presente documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa dell'11 marzo 2025 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2024 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

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo. Si precisa che i risultati, esposti per area geografica, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management. Per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

Si precisa 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". 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.

IFRS 16

A partire dal 2024, il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici adjusted anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.
L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», includendo la suddetta passività finanziaria.

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 potrebbero 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.

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE[1]

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE
Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE
Alessandro Garrone (esecutivo)[2]
Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO
Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI
Luca Bettonte (non esecutivo)
Elisabetta Caldera (indipendente[3])
Federica Lolli (indipendente[3])
Marina Natale (indipendente[3])
Elisabetta Oliveri (indipendente[3])
Barbara Poggiali (non esecutivo)
Renato Pizzolla (non esecutivo)
Daniela Toscani (indipendente[3])

Collegio Sindacale[4]

PRESIDENTE
Monica Mannino[5]

SINDACI EFFETTIVI
Giulia De Martino
Fabrizio Cavalli

Dirigente Preposto (L. 262/05)
Michele Pedemonte[6]

Società di Revisione
KPMG S.p.A.[7]

[1] Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.
[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. tenendo altresì conto dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi.
[4] Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.
[5] Nominata in data 26 aprile 2023, nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A. e scadente unitamente agli altri componenti del Collegio Sindacale e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2024.
[6] Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.
[7] 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 e, a partire dal 24 aprile 2024, negli Stati Uniti.
Primo operatore eolico in Italia, tra i primi dieci in Europa nel settore eolico onshore, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, essendo tra i primi cinque in Italia e con una presenza in progressivo aumento in Francia ed in Spagna.
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.

A partire dal 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di *Asset Rotation*[1] volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar", che si è concretizzato a fine 2023 con la cessione del business termoelettrico, perseguendo l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica interamente da fonti rinnovabili.
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), è diventato un operatore 100% Rinnovabile, protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, nonché 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.

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.845 MW di capacità installata rinnovabile (3.184 MW eolico, 661 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.643 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 1.468 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata.

Estero

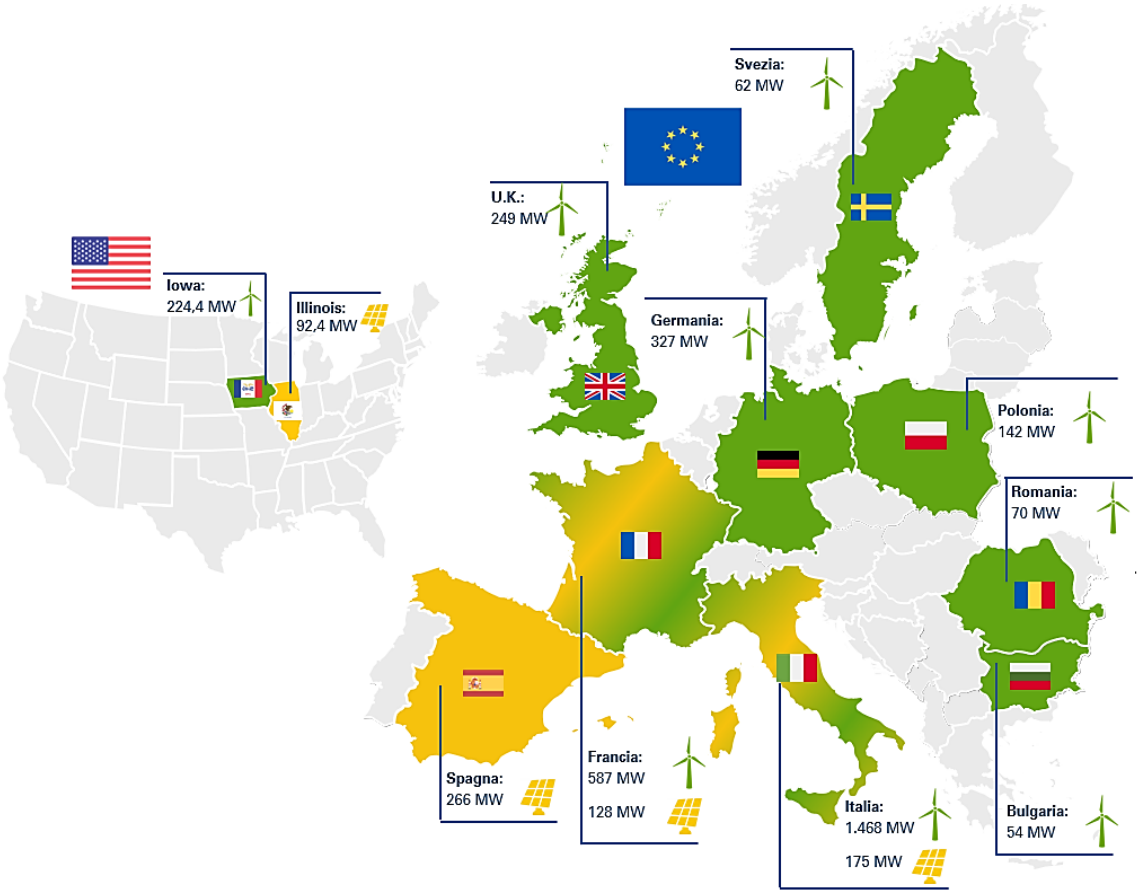
Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.202 MW.
Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.491 MW operativi), in particolare in Francia (587 MW), Germania (327 MW), UK (249 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).
ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 393 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia e 266 MW in Spagna.
Inoltre, dal mese di aprile 2024 il Gruppo è presente negli Stati Uniti con 317 MW di potenza installata, di cui 224 MW nell'eolico e 92 MW nel fotovoltaico.

ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti

In data 24 aprile 2024 il Gruppo ha perfezionato il closing di un importante accordo con Apex Clean Energy Holdings LLC (Apex) primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita, per la creazione di una partnership strategica con la missione di gestire un portafoglio di impianti eolico e solare già operativo e potenzialmente svilupparlo.
Tale operazione rappresenta il primo passo del Gruppo nel mercato oltreoceano e ha previsto la creazione di una holding di diritto statunitense nella quale sono stati conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi in esercizio, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un *cooperation agreement* relativo a circa 1 GW di nuovi progetti solari ed eolici onshore in fase di sviluppo negli Stati Uniti.

[1] Si ricorda che in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici, mentre in data 17 ottobre 2023 è stata perfezionata la cessione del business termoelettrico.

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2024



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:

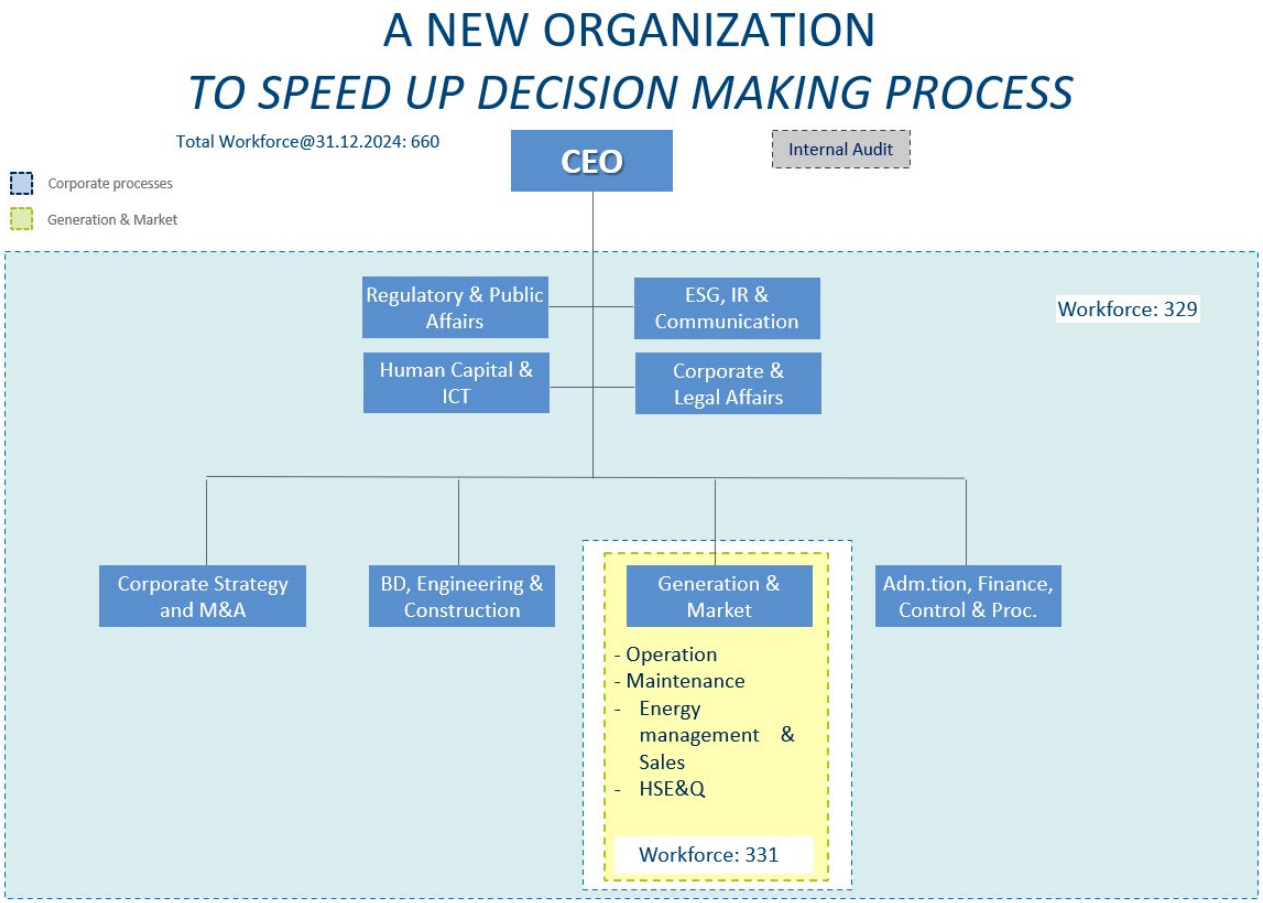
- ERG S.p.A. - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del *business development* ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business *("Corporate processes")*, anche attraverso personale facente capo ad altre società del Gruppo.
  La società è organizzata nelle seguenti aree:
  - Corporate Strategy and Merger & Acquisitions
  - Business Development, Engineering & Construction
  - Administration, Finance, Control & Procurement
  - Human Capital & ICT
  - Regulatory & Public Affairs
  - Corporate & Legal Affairs
  - ESG, IR & Communication
- ERG Power Generation S.p.A. - che assicura la gestione delle attività di ingegneria e di costruzione e dei processi industriali e commerciali del Gruppo, anche attraverso personale facente capo ad altre società controllate, organizzati nell'ambito della direzione "*Generation & Market*" in:
  - unità produttive di generazione Wind & Solar, a loro volta declinate su base geografica;
  - una struttura di 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.
  - un'area dedicata allo sviluppo e alla digitalizzazione dei sistemi aziendali di business.

Nel corso del 2024 è proseguito il percorso evolutivo del modello operativo del Gruppo al fine di sviluppare strategie di investimento che diventano più flessibili e per andare a cogliere le migliori opportunità di mercato. In tale logica, sono da inquadrare le variazioni organizzative relative (i) alla costituzione di una nuova area di Corporate Strategy and M&A che ha la finalità di creare valore in Europa e negli Stati Uniti mediante iniziative di M&A, Joint Venture, partnership commerciali, accordi di co-sviluppo e progetti innovativi e (ii) la costituzione di un'unica area di Business Development, Engineering & Construction al fine di valorizzare le competenze presenti nel Gruppo e rendere più efficace il processo di sviluppo organico end-to-end. Inoltre, al fine di garantire una sempre più efficace risposta alle sfide dell'attuale contesto, anche il modello operativo dell'area di Generation & Market si è evoluto, orientando principalmente il proprio focus sul miglioramento delle performance degli impianti, sull'evoluzione della proposta commerciale e sulla digitalizzazione, leva essenziale per conseguire una maggiore efficienza, innovazione e competitività.

Infine, a conferma dell'interesse per i *Battery Energy Storage System (BESS)* e con la finalità di proseguire nello sviluppo e nella valorizzazione di questa tecnologia, è stato costituito il *BESS Development Program*, con gli obiettivi di:

- individuare, progettare, autorizzare e analizzare i business case di impianti di stoccaggio nei diversi Paesi in cui ERG opera, in linea con gli obiettivi del Piano industriale;
- analizzare e valutare ulteriori eventuali opportunità identificate e proposte dalla Unità Organizzativa Corporate Strategy and Mergers & Acquisitions.

L'attuazione di questo programma necessita di un approccio di lavoro altamente interfunzionale, con capacità d'integrare e valorizzare contributi e conoscenze provenienti da diverse aree aziendali e che è stato soddisfatto mediante la costituzione di uno specifico Gruppo di Lavoro.



Strategia

Il 2024 ha rappresentato un anno sfidante sotto molteplici aspetti, sia sul fronte politico e sociale che su quello climatico, con un innalzamento delle temperature globali senza precedenti, accompagnato in particolare, da un calo della ventosità soprattutto nel quarto trimestre in alcune aree europee, e da fenomeni meteorologici estremi, come incendi, piogge di eccezionale intensità ed allagamenti.
In questo contesto, lo sviluppo dell'energia rinnovabile resta imprescindibile per contrastare gli effetti del *climate change* oltre che per incrementare l'indipendenza energetica e la competitività delle nostre economie. La domanda elettrica globale potrà incrementare in maniera considerevole grazie alle politiche di elettrificazione, se saranno agite con convinzione, e allo sviluppo dei sistemi di intelligenza artificiale che stanno già avendo una rapida penetrazione sia in Europa che negli USA. Tali prospettive, però, si incrociano oggi con un processo di decarbonizzazione che procede a rilento, in un contesto che è sempre più sfidante, rischioso e mutevole: politiche anti-rinnovabili, tensioni geopolitiche ed instabilità dei mercati finanziari, sono solo alcune delle attuali sfide da affrontare.
In questo scenario ERG, con il suo modello puro rinnovabile wind & solar, conseguito attraverso un processo di trasformazione di business unica nel suo genere, il 12 marzo 2025 ha rinnovato il suo impegno verso lo sviluppo delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo decarbonizzate grazie alla sua vision e alla sua consolidata esperienza in questo mercato. Un approccio strategico "Value over volume" basato su una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore.

Aggiornamento della strategia e obiettivi per il periodo 2025-2026

In questo contesto particolarmente sfidante, ERG conferma il proprio impegno nello sviluppo del settore delle rinnovabili, rafforzando l'approccio "Value over Volume" volto a massimizzare il ritorno degli investimenti attraverso una crescita selettiva, concentrandosi sui progetti attualmente in costruzione e cercando di cogliere le opportunità derivanti dallo sviluppo della pipeline di progetti organici di 5GW. Il Repowering si conferma centrale nella strategia di crescita del Gruppo, leader in questa tipologia di intervento fondamentale per la transizione energetica grazie a una pipeline di progetti solida e visibile.
Gli investimenti nel periodo 2024-2026 previsti inizialmente pari a 1,2 miliardi di euro sono ora attesi a 1 miliardo di euro e confermiamo un EBITDA nel 2026 superiore a 600 milioni. Prevediamo di installare entro il 2026 4,2GW (rispetto ai 4,5GW previsti l'anno scorso). La crescita sarà focalizzata nelle geografie dove siamo già presenti e l'asset rotation potrà rappresentare una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti.
Continua la strategia di diversificazione tecnologica, con maggiore impulso sui progetti di battery storage (BESS) e ibridizzazione degli impianti eolici e solari. Questo approccio punta ad aumentare la flessibilità del portafoglio asset, integrando la generazione di energia da sole e vento con sistemi capaci di bilanciarne la produzione e aumentarne l'efficacia. La digitalizzazione dei nostri asset wind&solar consentirà di massimizzarne la performance.

Per quanto riguarda il Route-to-Market, il Gruppo intende fare leva sull'esperienza consolidata in ambito energy management per ottimizzare la strategia di accesso al mercato. Confermiamo la volontà di raggiungere il target dell'85%-90% dell'EBITDA quasi-regolato attraverso meccanismi di supporto long term, tra cui in particolare i CFD governativi, e PPA con primarie controparti corporate nelle diverse geografie in cui operiamo. Tali forme di contrattualizzazione di lungo termine si confermano strumenti fondamentali per affrontare la persistente volatilità del mercato.
ERG presenta una struttura finanziaria solida, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile.

Variazione perimetro di business nell'esercizio

- Wind/Solar – France: Falcon
  In data 28 dicembre 2023, ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con QEnergy France SAS, primario operatore del settore delle energie rinnovabili in Francia, un accordo per l'acquisizione del 100% di CEPE Renouvellement Haut Cabardès SAS, società proprietaria di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il portafoglio di impianti oggetto dell'acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici, entrati in esercizio tra giugno e settembre del 2022, per complessivi 20,4 MWp di capacità installata, un parco fotovoltaico entrato in operatività a fine giugno da 28,8 MWp e un parco eolico da 24 MW oggetto di un intervento di totale ricostruzione a nuovo (repowering). La produzione complessiva stimata è di circa 125 GWh annui, equivalente a 64 kton di CO2 evitata. I due impianti solari *in operation* e il parco eolico beneficiano di un regime tariffario con un CfD di 20 anni, mentre le produzioni del parco fotovoltaico che è entrato in esercizio alla fine del secondo trimestre del 2024, sono legate ad un PPA della durata di 15 anni con una primaria controparte corporate. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro. Il closing dell'operazione è avvenuto nel mese di gennaio 2024. Si precisa che le neoacquisite società francesi sono consolidate dal 1° gennaio 2024.

- Wind/Solar – USA: Pinnacle
  In data 24 aprile 2024 il Gruppo ha perfezionato il closing di un importante accordo con Apex Clean Energy Holdings LLC (Apex) primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita, per la creazione di una partnership strategica con la missione di gestire un portafoglio di impianti eolico e solare già operativo e potenzialmente svilupparlo.
  Tale operazione rappresenta il primo passo del Gruppo nel mercato oltreoceano e ha previsto la creazione di una holding di diritto statunitense nella quale sono stati conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi in esercizio, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un *cooperation agreement* relativo a circa 1 GW di nuovi progetti solari ed eolici onshore in fase di sviluppo negli Stati Uniti. La holding è partecipata al 75% da ERG ed al 25% da Apex che prosegue nella gestione operativa degli asset. Il portafoglio si compone di un parco eolico onshore da 224,4 MW situato in Iowa ed entrato in esercizio nella prima metà del 2023, con una produzione stimata annua di oltre 800 GWh, e di un parco fotovoltaico da 92,4 MW situato in Illinois ed entrato in esercizio nella seconda metà del 2022, con una produzione stimata annua di oltre 150 GWh, pari a complessive 387 kt di CO2 evitata. Entrambi gli impianti si trovano nel Midcontinent Independent System Operator (MISO), il mercato elettrico statunitense territorialmente più esteso e secondo per capacità installata. I due impianti beneficiano di accordi di Tax Equity con controparti finanziarie ed erano privi di debito al closing, fatti salvi quelli connessi alla struttura derivante dagli accordi di Tax Equity Partnership. La securizzazione dei ricavi è garantita da contratti di vendita di lungo termine (PPA) siglati con primarie controparti corporate. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è stato pari a 270 milioni di dollari. Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare a partire dal 1° aprile 2024.

Nel corso dell'esercizio, sono entrati in operatività:

- il parco eolico di Roccapalumba, in provincia di Palermo, per una capacità complessiva pari a 47 MW sviluppato e costruito internamente. Le produzioni del parco sono valorizzate attraverso un contratto di Power Purchase Agreement (PPA) sottoscritto con Google;
- il parco fotovoltaico in Francia con una capacità complessiva pari a 28,8 MW acquisito nell'ambito della recente acquisizione Falcon;
- il parco eolico di Mineo-Militello-Vizzini in Sicilia con una capacità totale di 101 MW (+51 MW incrementali), il terzo e più ampio progetto di Repowering nel portafoglio degli impianti del Gruppo;
- il parco eolico di Salemi-Castelvetrano, in provincia di Trapani, il quarto progetto di repowering realizzato dal Gruppo in Italia. Il parco ha una capacità installata complessiva di 75,6 MW (+50 MW incrementali);
- due parchi eolici *greenfield* in Francia per complessivi 41 MW.

Si ricorda, inoltre, che in data 20 dicembre 2024 ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha firmato uno Share Purchase Agreement (SPA) con BayWa r.e AG, per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia. Il parco, entrato in esercizio nel corso del quarto trimestre del 2024, è costituito da nove turbine

Nordex N133 da 4,8 MW l'una e beneficia di un Contract for Difference (CfD) aggiudicato nell'asta AR4 della durata di 15 anni in linea con la strategia di securitizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo. La produzione annua è stimata in circa 120 GWh, corrispondenti a 46 kt di emissioni di CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno di oltre 28.000 famiglie. L'enterprise value della transazione ammonta a 60 milioni di sterline e il closing dell'operazione è stato perfezionato nel mese di gennaio 2025, pertanto il presente documento non riflette ancora gli impatti del consolidamento della società.

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2024 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 19,65 Euro, in flessione (-31,9%) rispetto a quella della fine dell'anno precedente e peggiore rispetto all'andamento dello S&P Global Clean Energy Index (-21,0%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-3,4%).
Nello stesso periodo si è registrato un andamento positivo per il FTSE MIB (+12,6%), il FTSE All Share (+12,0%) ed il FTSE Mid Cap (+7,2%).
Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 18,90 Euro (6 novembre) ed un massimo di 29,06 Euro (2 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi e ai volumi del titolo ERG al 30 dicembre 2024:

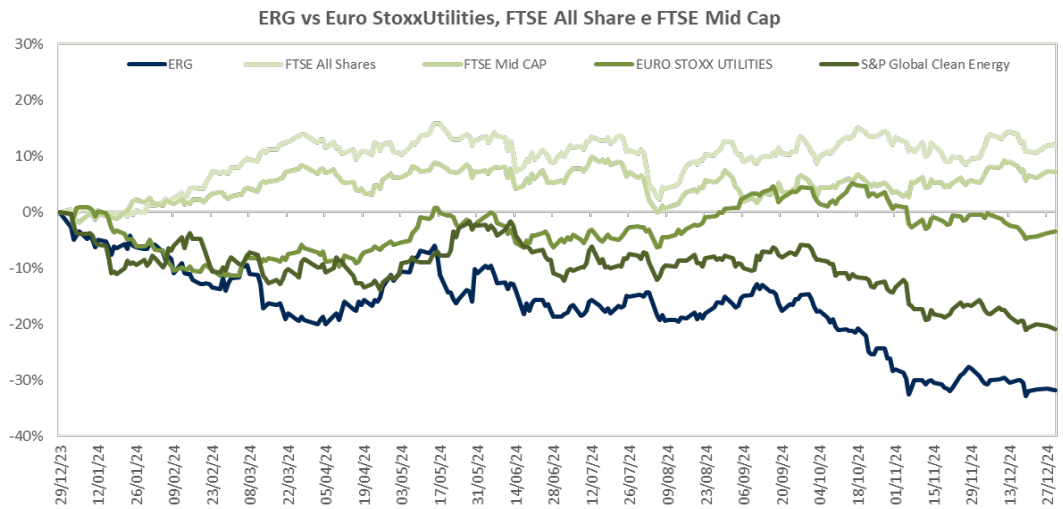
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.12.2024	19,65
Prezzo massimo (02.01.2024) (1)	29,06
Prezzo minimo (06.11.2024) (1)	18,90
Prezzo medio	23,95

(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 (13.03.2024)	3.017.393
Volume minimo (26.08.2024)	104.856
Volume medio	470.305

La capitalizzazione di borsa a fine anno ammonta a circa 2.954 milioni di euro (4.338 milioni alla fine del 2023).
Il numero medio di azioni in circolazione al 30 dicembre era pari a 145.953.855.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 31 dicembre 2024

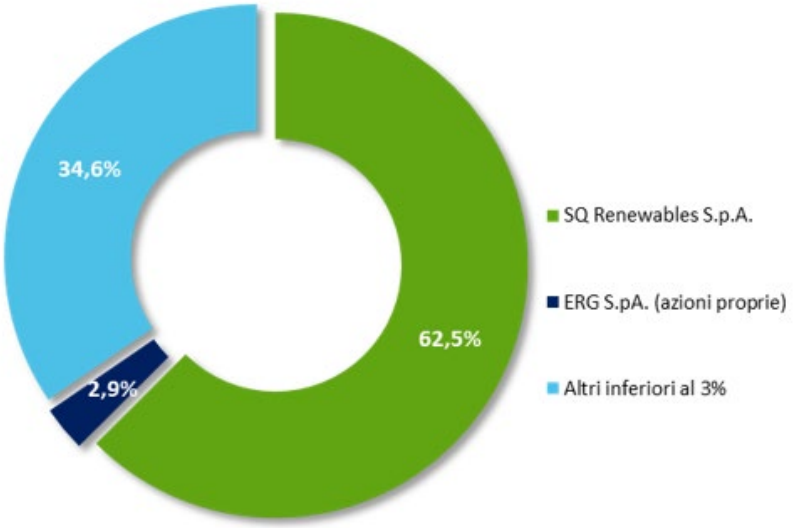


Programma di acquisto azioni proprie

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 12 ottobre 2023, ha deliberato l'avvio al programma di acquisto di azioni proprie, in ottemperanza alla delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023.
Il programma di acquisto azioni proprie si è completato in data 12 febbraio 2024; dall'avvio del programma sono state riacquistate n. 3.758.000 azioni ordinarie (numero massimo di azioni acquistabili) al prezzo medio ponderato di euro 26,0 per azione. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma ERG S.p.A., al termine del programma, detiene n. 4.540.080 azioni proprie pari al 3,0% del relativo capitale sociale.
Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 14 novembre 2024, ha deliberato di dare avvio ad un ulteriore programma di acquisto di azioni proprie, in attuazione della delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2024 come forma di investimento finalizzata a massimizzare la creazione di valore per la Società e per gli azionisti, per un periodo massimo di 3 mesi a far data dalla delibera. Il quantitativo massimo di Azioni che potranno essere acquistate in attuazione del Programma è di n. 1.200.000 (ovvero complessivamente pari allo 0,798% del capitale sociale), con un esborso massimo di 22.600.000 euro, senza pregiudizio per ogni altra limitazione eventualmente derivante da disposizioni legislative o regolamentari.
ERG S.p.A. detiene al 31 dicembre 2024 n. 4.366.145 azioni proprie pari al 2,9% del relativo capitale sociale.
Il programma di acquisto azioni proprie si è completato in data 31 gennaio 2025; dall'avvio del programma sono state riacquistate n. 1.133.766 azioni ordinarie (numero massimo di azioni acquistabili) al prezzo medio ponderato di euro 19,90 per azione. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma ERG S.p.A. detiene n. 4.965.240 azioni proprie pari al 3,3% del relativo capitale sociale.

Le informative sull'acquisto di azioni proprie sono state oggetto di aggiornamenti settimanali pubblicati sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".

Di seguito la composizione societaria alla data di Reporting date del 31 dicembre 2024:



Highlights

(milioni di Euro)		Reported [1] Anno		Adjusted [2] Anno	
Principali dati economici		**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Ricavi		738	741	738	741
Margine operativo lordo		**531**	**529**	**535**	**534**
Risultato operativo netto		**253**	**304**	**271**	**312**
Risultato netto di Gruppo [3]		**187**	**179**	**175**	**226**
Ebitda Margin %		**72%**	71%	**72%**	72%
Principali dati finanziari		**2024**	**2023**		
Capitale investito netto		**4.246**	**3.757**		
Patrimonio netto		2.223	2.140		
Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) [4]		1.793	1.445		
Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) [4]		2.023	1.617		
Leva finanziaria ante IFRS 16 [5]		45%	40%		
Dati operativi				**2024**	**2023**
Totale capacità installata a fine periodo	***MW***			**3.845**	**3.266**
Nuova capacità installata del periodo				***579***	
di cui Italy Wind	*MW*			*148*	
di cui Estero Wind	*MW*			*290*	
di cui Estero Solar	*MW*			*142*	
Totale produzioni di energia elettrica	***GWh***			**6.959**	**6.139**
Produzioni legate alla nuova capacità del periodo				***1.357***	
di cui Italy Wind	*GWh*			*280*	
di cui Estero Wind	*GWh*			*652*	
di cui Estero Solar	*GWh*			*425*	
Margine Operativo Lordo				**535**	**534**
Italy Wind				*250*	*220*
Italy Solar				*90*	*79*
Estero Wind				*192*	*230*
Estero Solar				*24*	*26*
Corporate				*(21)*	*(21)*
Ricavi netti unitari [6]	***Euro/MWh***			**102**	**117**
Investimenti [7]	***milioni di Euro***			**553**	**489**
Dipendenti a fine periodo [8]	***Unità***			**660**	**636**

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

(2) Si precisa che, a partire dal 2024, i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono stati pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo. Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate.

(3) Si precisa che il risultato netto di Gruppo *reported,* per il periodo comparativo, include il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023. Il risultato netto di Gruppo *adjusted* indica il risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico.

(4) L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16 e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

(5) La leva finanziaria ante IFRS 16 è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of use assets pari a 219 milioni.

(6) I ricavi netti unitari (espressi al netto delle restituzioni clawback) sono espressi in Euro/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, costi di sbilanciamento e fee di accesso al mercato.

(7) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato dell'esercizio 2024 include gli investimenti relativi ad operazioni di Merger & Acquisition negli Stati Uniti pari a 235 milioni ed in Francia pari a 84 milioni, mentre il dato del 2023 comprendeva gli investimenti relativi ad operazioni di Merger & Acquisition in Spagna per 184 milioni.

(8) Il dato comparativo del 2023 non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT ceduta nel mese di ottobre 2023.

Commento ai risultati dell'esercizio

Nel 2024 i **ricavi *adjusted*** sono pari a 738 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2023 (741 milioni); la minor ventosità registrata nel periodo, significativamente inferiore anche alle medie storiche, risulta sostanzialmente compensata dal contributo derivante dalla nuova capacità entrata in esercizio (579 MW).
Il minore scenario di mercato evidenziato nella prima parte dell'anno impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di Power Purchase Agreement (PPA) a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.

Le produzioni sono risultate pari a 7,0 TWh, in aumento di 0,8 TWh rispetto al 2023, grazie a 1,4 TWh derivanti dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio in parte compensato dalla minore ventosità registrata sugli assets in operation (-0,5 TWh -9 % a parità di perimetro).

Il **margine operativo lordo *adjusted***, al netto degli special items, si attesta a 535 milioni, sostanzialmente in linea ai 534 milioni registrati nel 2023.

ITALIA

- Eolico (+30 milioni): margine operativo lordo pari a 250 milioni, in aumento rispetto al 2023 (220 milioni), grazie al contributo dei ricavi unitari dell'incentivo GRIN (nullo nel 2023), all'apporto della nuova capacità installata (148 MW) nonostante la significativa scarsa ventosità registrata nel periodo.
  Le produzioni totali risultano pari a 2.5 TWh rispetto ai 2.5 TWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una marcata minore ventosità (-0,3 TWh, -13 % a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+0,3 TWh).

- Solare (+10 milioni): margine operativo lordo pari a 90 milioni, in aumento rispetto al 2023 (79 milioni) grazie a prezzi di vendita che hanno beneficiato delle vendite a termine effettuate in linea con le policy di Gruppo, in parte compensato dalle minori produzioni riconducibili ai fermi per le attività di revamping di alcuni impianti.
  Le produzioni sono state pari a 241 GWh nel 2024 rispetto ai 256 GWh del 2023.

ESTERO

- Eolico (-38 milioni): margine operativo lordo pari a 192 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (230 milioni) prevalentemente per effetto della significativa minore ventosità del periodo e dei minori prezzi catturati in particolare in Francia e Germania, solo in parte compensati dalla nuova capacità installata (290 MW).
  Le produzioni totali risultano pari a 3.5 TWh rispetto ai 3.0 TWh del medesimo periodo del 2023 per effetto di una minore ventosità (-0,2 TWh -6 % a parità di perimetro) più che compensata dal contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+0,7 TWh).

- Solare (-2 milioni): margine operativo lordo pari a 24 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (26 milioni) per effetto dei minori prezzi di vendita dell'energia in Spagna, in parte compensato dal perimetro derivante dalle acquisizioni (142 MW). Le produzioni sono state pari a 0,7 TWh nel 2024 rispetto ai 0,3 TWh del 2023, principalmente grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (0,4 TWh), nonostante una diminuzione del -3% a parità di perimetro.

Complessivamente il contributo della nuova capacità installata (circa +75 milioni) è sostanzialmente compensato dai minori volumi registrati principalmente nel quarto trimestre.
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 pari a 271 milioni (312 milioni nel 2023). Gli ammortamenti sono stati pari a 263 milioni, in aumento rispetto al 2023 (223 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo (26 milioni) e sviluppati internamente (14 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo *adjusted*** è pari a 175 milioni, in diminuzione rispetto al 2023 (226 milioni[1]), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, maggiori oneri finanziari (+14 milioni) principalmente per l'effetto legato all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA e minori imposte per 4 milioni.

[1] Il dato comparativo del 2023 si riferisce al risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

Il risultato netto di Gruppo *reported* è pari a 187 milioni, comprensivo degli impatti positivi *net tax* degli special items, in aumento rispetto ai 179 milioni del 2023[2].

Nel 2024, gli **investimenti** sono stati pari a 553 milioni (489 milioni nel 2023) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW)[3], e in Francia (73 MW), al Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica entrati in esercizio nel corso del 2024, alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW) di cui 41 MW entrati in esercizio nel corso del 2024 e UK (47 MW), al Repowering di un parco eolico in Germania (6 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).

L'**indebitamento finanziario netto** ***ante IFRS 16*** risulta pari a **1.793 milioni**, in sensibile aumento (+348 milioni) rispetto al 31 dicembre 2023 (1.445 milioni).
La variazione riflette principalmente gli effetti degli investimenti ed acquisizioni avvenute nell'esercizio (553 milioni), della distribuzione dei dividendi agli azionisti (152 milioni), del pagamento delle imposte (39 milioni), dei due programmi di acquisto azioni proprie (47 milioni) in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (485 milioni[4]).

L'indebitamento finanziario netto ***post IFRS 16*** include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 31 dicembre 2024, a 229 milioni (172 milioni al 31 dicembre 2023). L'incremento del periodo è riconducibile all'effetto perimetro delle acquisizioni di parchi eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti ed in Francia e dei nuovi parchi eolici sviluppati internamente.

[2] Si ricorda che il risultato netto di Gruppo *reported* del 2023 includeva il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.
[3] L'acquisizione è stata perfezionata nel mese di aprile 2024.
[4] Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

Mercato di riferimento

Scenario prezzi

Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	Anno	
	2024	2023
Italia		
PUN [1]	109	127
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	42	0
TTF	35	41
CO2	65	83
Estero		
Francia	58	97
Germania	78	95
Polonia	107	144
di cui Energia Elettrica	96	112
di cui Certificati d'Origine	11	32
Bulgaria	103	104
Romania	133	133
di cui Energia Elettrica	104	104
di cui Certificato Verde	29	29
Irlanda del Nord	109	122
Gran Bretagna	85	108
Spagna	63	87
Svezia SE4	50	65
MISO-MidAm	22	n.a
MISO-Illinois	28	n.a

[1] Prezzo Unico Nazionale.

Quadro Normativo - Incentivi e Tariffe

Incentivi e Tariffe Italia

Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a (180 €/MWh -P_{-1}) x 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 procedure d'asta e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni. A partire da Settembre 2023, i valori delle tariffe di riferimento per le procedure d'asta sono soggetti ad aggiornamento sulla base dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), per tenere conto dell'inflazione media cumulata da agosto 2019 fino al mese antecedente alla data dell'asta, in applicazione del DL 57/2023.
- 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. "Spalma-incentivi") sebbene con l'applicazione di una decurtazione del 5% sulla tariffa aggiudicata. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonalo orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9.

Solare	•	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: 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: 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 agrivoltaici 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 agrivoltaici 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 e Tariffe Estero

Germania	Eolico	• Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo *feed-in tariff* (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012). • Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014). • Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018: previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo. • Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021 e EEG 2023). La durata dell'incentivo è di 20 circa anni. Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) a 1 via e la tariffa aggiudicata in asta viene adeguata in base alla formula del c.d. Referenzertrag.

Germania	Solare	• 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. Tale limite (già derogato dalla disposizione transitoria per il solo esercizio 2023 fino a 100MW) è stato definitivamente emendato fino a 50MW con il SolarPackage 1 (pubblicato sulla Federal Law Gazette del 15 Maggio 2024) ma ad oggi in attesa di validazione da parte della Commissione Europea. • Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;
Francia	Eolico	• 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 *load factor* 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: *complément de rémunération*, 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	• Introdotto 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	• 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	• 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 reintrodotto 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	• Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: 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 *floor* 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	• *Regimen Especifico*, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "*Retribución a la Inversión*" (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 "*Retribucion a la Operacion*" • A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della *"Retribución a la Inversión*" (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.
Stati Uniti	Eolico Solare	Per promuovere la diffusione delle energie rinnovabili, negli USA è attivo un meccanismo di certificati di energia rinnovabile (REC – Renewable Certificates), che possono essere emessi a beneficio dei produttori di energia elettrica per ogni megawattora di energia elettrica generata da FER e fornita alla rete. I REC sono titoli ambientali negoziabili, e possono essere venduti sia associati all' l'energia elettrica prodotta dal generatore (bundled) che separatamente dall'energia elettrica (unbundled). Molti Stati in USA hanno fissato degli standards in termini di portafoglio di energie rinnovabili (RPS – Requirement Portfolio Standard) che i fornitori di servizi elettrici sono tenuti a garantire. Per dimostrare la conformità agli standards, i fornitori di servizi elettrici utilizzano i REC, generando in questo modo una domanda di certificati. All'interno del MISO, gli RPS vengono applicati solo in 4 stati (Illinois, Minnesota, Indiana e Michigan), ma i REC emessi in Illinois possono essere scambiati anche nel mercato elettrico adiacente PJM, dove Stati hanno fissato RPS più impegnativi. Tax Equity Partnership (TEP): tali accordi, tipici del mercato delle Rinnovabili degli Stati Uniti, sono una forma di incentivazione di progetti che utilizza una combinazione di flussi di cassa generati dal Progetto stesso e benefici fiscali. Le strutture di accordi di Tax Equity possono essere diverse, ma in genere a fronte di un investimento effettuato dal c.d. Tax Equity Partner (Partner) al completamento della costruzione dell'impianto, il ritorno dell'investimento avviene principalmente mediante attribuzione di crediti fiscali (ITC, Investment Tax Credit o PTC, Production Tax Credit). Il progetto solare Mulligan Solar, LLC ha beneficiato di un ITC, già finalizzato per sua natura prima del closing, mentre il progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC gode di incentivi PTC, dilazionati nel tempo.

Aggiornamenti Normativi ed Istituzionali di Rilievo nell'esercizio

UNIONE EUROPEA

- **Elezioni Parlamento Europeo**
  Il 18 luglio 2024 è stata ri-eletta alla guida della Commissione Europea Ursula Von der Leyen, grazie al supporto di EPP, S&D, Renew e Verdi. Nel suo discorso programmatico ha confermato gli obiettivi climatici al 2050 e il Green Deal, pur aprendo agli e-fuels.
  Iniziative di rilievo la cui presentazione è attesa nei primi mesi di legislatura sono il lancio di un *Competitiveness fund*, la promozione della domanda elettrica tramite *Electrification plan* e un piano di decarbonizzazione dell'industria (Clean Industrial Deal)

- **Piani nazionali per l'energia e il clima (NECP)**
  I Piani nazionali per l'energia e il clima sono stati introdotti dal Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (UE) 2018/1999. Gli Stati membri dell'UE erano tenuti a presentare alla Commissione europea le versioni finali aggiornate dei loro NECP entro il 30 giugno 2024.
  Al 15 gennaio 2025, 21 dei 27 Stati membri hanno presentato i piani aggiornati. I NECP presentano livelli di trasparenza e qualità dei dati variabili e la Commissione europea ha fornito un riscontro formale sui documenti presentati.

- **Electricity Market Reform**
  A fine giugno 2024 è stata pubblicata la "riforma" del design del mercato dell'elettricità proposto dalla Commissione nel marzo 2023, mirata a garantire prezzi dell'elettricità accessibili e competitivi per tutti i consumatori.
  L'accordo prevede sostanzialmente le seguenti modifiche: i contratti a due vie per differenza (CfD), o schemi equivalenti con gli stessi effetti, diventeranno il modello standard per le misure di supporto ad energie low-carbon. Viene rafforzato il ricorso ai contratti di lungo termine di energia ad emissioni zero (PPA), mentre i meccanismi di remunerazione della capacità diventeranno un elemento strutturale del design del mercato elettrico. Gli Stati membri dovranno stabilire un obiettivo nazionale indicativo per la generazione elettrica flessibile proveniente da fonte non fossile. Inoltre, l'eventuale dichiarazione di una situazione di crisi dei prezzi dell'elettricità dovrà essere concordata dal Consiglio su proposta della Commissione.

- **Procedure di infrazione in tema di permitting rinnovabile**
  La Commissione Europea ha aperto procedure di infrazione nei confronti dei diversi Stati Membri (ad eccezione della Danimarca) in quanto non hanno trasposto le semplificazioni normative e accelerazioni sul permitting come previsto dalla RED III. Dopo aver esaminato le risposte ricevute, Bruxelles ha deciso di **proseguire con la seconda fase della procedura d'infrazione**, inviando a diversi paesi un **parere motivato** per la **mancata notifica delle misure di recepimento**.
  Secondo la Commissione**, Italia, Bulgaria, Spagna, Francia e Svezia rientrano** tra gli **otto Stati membri** che non hanno ancora recepito le nuove disposizioni.

- **Consiglio Europeo – Proroga permitting agevolato per repowering**
  Il 10 gennaio è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il **Regolamento (UE) 2024/223** che proroga alla fine di giugno 2025 il periodo di applicazione delle disposizioni in materia di procedure autorizzative per la diffusione delle energie rinnovabili stabilite dal Regolamento (UE) 2022/2577.
  Tra le disposizioni di maggiore interesse si segnala il termine massimo di sei mesi per le procedure autorizzative per il repowering di impianti rinnovabili compresa la valutazione dell'impatto ambientale (ove richiesta) e la connessione alla rete applicato ai progetti situati in una «area a vocazione rinnovabile / 'idonea'».

- **Disconnessione TSO dal progetto TERRE**
  I TSO membri del progetto TERRE hanno deciso di interrompere il funzionamento della piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione entro la fine del 2025. Tale modifica potrebbe incidere sulla formazione dei prezzi di sbilanciamento dal 2025.
  La riforma del mercato elettrico (EMDR), adottata il 21 maggio 2024, prevede infatti la chiusura del mercato intraday transfrontaliero a 30 minuti dal tempo reale, rendendo incompatibile il processo delle riserve di sostituzione (RR) a causa dei lunghi tempi di attivazione e della perdita di liquidità del mercato.
  Di conseguenza, i TSO di TERRE hanno deciso di non implementare le 96 sessioni di clearing previste, evitando investimenti significativi per un periodo operativo limitato, e di disconnettersi dalla Piattaforma entro il 2025 Terna ha operato la disconnessione a partire dal 1° gennaio 2025, mentre Red Electrica, REN, RTE e Swissgrid termineranno le operazioni entro la fine del 2025.

- **Nuovo regolamento REMIT**

A seguito dell'approvazione da parte del Consiglio dell'Unione Europea, il 7 maggio è entrato in vigore in Italia e negli altri Paesi UE un nuovo regolamento che modifica il regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (regolamento (UE) n. 1227/2011, REMIT) e il regolamento che istituiva l'ACER, l'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, (regolamento (UE) 2019/942). Il nuovo regolamento, a cui ERG è assoggettata in quanto operatore di mercato nei Paesi dell'Unione in cui è presente, introduce requisiti più rigorosi per i partecipanti al mercato dell'UE residenti in un paese terzo, che d'ora in poi dovranno designare un rappresentante in uno Stato membro in cui sono attivi nel mercato dell'energia all'ingrosso, conferisce ad ACER il diritto di indagare sui casi che presentano una dimensione transfrontaliera, qualora siano interessati almeno due Stati membri, e introduce nuovi strumenti di cui l'ACER potrà avvalersi per lo svolgimento delle indagini: ad esempio, potrà effettuare ispezioni in loco e formulare richieste di informazioni e sarà autorizzata a raccogliere dichiarazioni. Il potere di imporre sanzioni pecuniarie per violazioni dei divieti o degli obblighi sostanziali di cui al regolamento rimane di competenza degli Stati membri.

- Commissione europea – Net Zero Industry Act (NZIA)
  Si tratta di un'iniziativa derivante dal Piano Industriale del Green Deal, mirata a potenziare la capacità manifatturiera europea di tecnologie che supportano la transizione energetica pulita ovvero *near-zero emission*, attraendo investimenti.
  Nei contratti pubblici e nelle aste energetiche, i paesi dell'UE hanno facoltà di premiare i proponenti dei progetti in base a criteri "non economici", come sostenibilità o resilienza della filiera.

ITALIA

- Pubblicazione del DM FER-X "transitorio"
  A febbraio 2025 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha pubblicato il Decreto ministeriale recante lo schema di supporto italiano per le energie rinnovabili per supportare la produzione di elettricità da fonti rinnovabili, dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine 2024.
  Tale schema, applicabile per il solo 2025, si inquadra nel più ampio meccanismo quinquennale per il supporto delle energie rinnovabili attraverso CfD aggiudicati tramite asta, previsto dal Decreto legislativo 199/2021; tale programma pluriennale prevede contingenti ad aste per complessivi 16,5 GW per l'eolico onshore e 40 GW per il fotovoltaico utility scale. L'obiettivo del DM FERX transitorio è supportare l'installazione fino a 17,65 GW di nuova capacità rinnovabile entro il 2025, con 3 GW riservati a impianti di piccola taglia (fino a 1 MW) e la restante capacità destinata a impianti più grandi (10 GW fotovoltaico e 4 GW eolico). Il meccanismo di supporto prevede procedure di gara competitive per garantire trasparenza e non discriminazione, e gli impianti dovranno entrare in esercizio entro 51 mesi (di cui gli ultimi 15 con progressiva decurtazione tariffaria) dalla pubblicazione della graduatoria di aggiudicazione. Verranno utilizzati Contratti per Differenza (CfD) con tariffe incentivanti valide per 20 anni.
  In caso di ordini di riduzione della produzione o prezzi di mercato nulli o negativi, la tariffa incentivante sarà calcolata sulla produzione potenziale. Solo il 95% della produzione sarà coperto dal CfD, lasciando il 5% esposto al rischio di mercato. Sono previste penalizzazioni per l'uscita anticipata dal CfD, fino al 20% del costo dell'investimento standard.
  Sarà prevista un'unica asta per tecnologia, affinché l'incentivo risulti assegnato entro la fine del 2025.

- Riforma del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)
  A partire dal 1° gennaio 2025 è entrato in vigore il nuovo TIDE, in parallelo ad altre significative misure, tra le quali il superamento del PUN e il passaggio ad un *Imbalancing Settlement Period* (ISP) di 15 minuti.
  La riforma prevede una fase transitoria fino al 1° febbraio 2026, la successiva fase di consolidamento e quindi una fase di regime non prima del 2027. Nel corso della fase transitoria le maggiori novità sono rappresentate da (i) ISP a 15 minuti, (ii) articolazione dei mercati dell'energia e della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale per le singole unità, (ii) mantenimento come UAS (Unità Abilitate Singole) di tutte le UP abilitate ai sensi della Del. 111/06 e del progetto UPR con coincidenza fra Balancing Service Provider (BSP) e Balance Responsible Party (BRP). Viene formalmente introdotto il Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR), di fatto una ridenominazione dei mercati esistenti. L'MBR e il raccordo con le piattaforme di bilanciamento saranno gestiti secondo le attuali regole e modalità.

- Legge di conversione del «DL Sicurezza Energetica»
  Ad inizio 2024 è stata pubblicata la legge n. 11/2024 di conversione, con modificazioni, del Decreto-legge n. 181/2023, noto come DL "Sicurezza energetica". Le principali novità introdotte includono l'autorizzazione per impianti fotovoltaici anche in aree agricole non designate come "idonee", un innalzamento della soglia per la procedura semplificata per progetti PV in aree idonee, e una chiarimento sulla natura

obbligatoria ma non vincolante del parere del Ministero della Cultura nella procedura di VIA per progetti realizzati in aree idonee.
Nel settore del mercato energetico, si prevede un graduale superamento del prezzo unico nazionale (PUN) a favore dei prezzi zonali per i clienti finali, con inizio dal 1° gennaio 2025. Durante questa transizione, verrà adottato un indice del tutto equivalente al PUN. Il successivo Decreto Ministeriale, approvato da ARERA tramite apposito parere, ha specificato le condizioni da rispettare per tale superamento.
Un meccanismo di "energy release" sarà introdotto a favore delle imprese ad alto consumo energetico, che avranno la possibilità di acquistare energia elettrica a prezzo fisso dal GSE per un periodo di 3 anni.
Tale meccanismo, declinato successivamente, con Decreto ministeriale 268/2024 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), è volto a incentivare l'installazione, entro il termine di 40 mesi, di impianti di generazione di energia rinnovabile da parte di clienti finali energivori. Prevede un periodo di anticipazione di 36 mesi durante il quale il GSE fornisce energia alle imprese energivore, che si impegnano a realizzare impianti rinnovabili che restituiranno l'energia anticipata nei successivi venti anni. La capacità di generazione può derivare da nuovi impianti fotovoltaici, eolici o idroelettrici con potenza minima di 200 kW, o da potenziamenti di impianti esistenti che incrementano la potenza di almeno 200 kW. La capacità di generazione complessiva, che può essere realizzata anche tramite soggetti terzi, deve essere almeno doppia rispetto alla capacità necessaria per restituire l'energia anticipata dal GSE nei 36 mesi.

- DL Agricoltura e conversione in legge

  Il Decreto Legislativo 15 maggio 2024, n. 63 (cosiddetto "DL Agricoltura") ha invece disposto l'introduzione di un divieto di installazione di nuovi impianti fotovoltaici con moduli a terra e di espansione di quelli esistenti in aree classificate come agricole dalle normative urbanistiche. Nella formulazione definitiva convertita in legge, il divieto non si applica ai progetti di modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione di impianti esistenti, a condizione che non comportino incremento dell'area occupata. Restano salve pure le cave, le miniere, aree in concessione a Ferrovie dello Stato e ai concessionari aeroportuali, aree di rispetto della fascia autostradale, aree interne ad impianti industriali nonché i progetti per le Comunità Energetiche Rinnovabili e gli agrivoltaici, cd. "avanzati". Sono esclusi dal divieto anche i progetti il cui iter autorizzativo sia già stato avviato, almeno per una delle procedure amministrative, comprese quelle di valutazione ambientale.

- Decreto Aree idonee

  A luglio 2024 è stato pubblicato il Decreto che, in attuazione dell'art. 20, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021, disciplina le aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Le Regioni, ai sensi dell'art.20 comma 4 del D.lgs. 199/2021, conformemente ai principi e criteri stabiliti dal presente decreto**, entro centottanta giorni** dalla data della sua entrata in vigore, dovranno individuare con **legge regionale** le aree indicate all'art.1 comma 2 del decreto a) aree idonee, b) aree non idonee, c) aree ordinarie, d) aree in cui è vietata l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra. La regione Sardegna ha pubblicato una legge regionale particolarmente restrittiva (la n.20 del 05/12/2024), preceduta da una moratoria in attesa della stessa. Il Consiglio dei Ministri, a fine gennaio 2025, ha impugnato di fronte alla Corte Costituzionale tale legge regionale n.20, contestandone la legittimità sopra diversi profili.

- Testo Unico FER (D.Lgs. 25 novembre 2024)

  Il provvedimento mira a semplificare e armonizzare le procedure di costruzione, operazione e modifica degli impianti rinnovabili, storage e relativi lavori.
  Vengono ridotti i regimi amministrativi alle sole Attività Libera, Procedura Autorizzativa Semplificata e Autorizzazione Unica; la valutazione di impatto ambientale sarà richiesta solo per quest'ultima fattispecie. Inoltre, sono state introdotte scadenze più strette per la durata dei processi autorizzativi, per ridurre ritardi e tempi di attesa. Infine, è previsto che entro maggio 2025 il GSE pubblichi una mappa nazionale delle aree disponibili per impianti FER e relativo potenziale, in base alla quale saranno identificate le aree di accelerazione per rinnovabili e storage.

- DL Ambiente (D.L. 153/2024) e legge di conversione

  Il decreto-legge Ambiente, emesso ad ottobre 2024 e convertito in legge a dicembre è volto a introdurre misure di protezione ambientale, razionalizzare le procedure autorizzative e a promuovere l'economia circolare. Le revisioni introdotte mirano a semplificare e accelerare le procedure autorizzative per mezzo di una più chiara definizione delle competenze, step procedurali e scadenze, inclusa una riduzione del tempo totale necessario per il completamento dell'iter.
  In particolare, viene:
  i) riconosciuta la priorità di trattazione dei progetti di repowering nei procedimenti di valutazione di impatto ambientale da parte della Commissione PNRR-PNIEC;
  ii) preservata la possibilità di esproprio dei terreni per installazioni eoliche e opere connesse, mentre per le altre fonti tale facoltà risulta circoscritta alle aree interessate dalle opere connesse.

- Pubblicato il decreto FER 2

Ad agosto 2024, è stato pubblicato il decreto a supporto delle FER innovative (denominato FER 2), che mira ad incentivare impianti innovativi basati su biogas, biomasse, solare termodinamico, geotermico a zero emissioni, eolico offshore, fotovoltaico galleggiante e sorgenti marine.
Sono state anche pubblicate le Regole Operative del GSE che disciplinano le modalità di partecipazione alle procedure competitive previste da tale Decreto e per gli impianti ammessi, le modalità per accedere agli incentivi. La prima procedura d'asta si è aperta il 16 dicembre con termine il 14 febbraio.

- **Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)**
  Il Decreto Legislativo 210/21 ha introdotto un nuovo meccanismo di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico (MACSE), concepito per lo sviluppo organico della capacità di accumulo nel sistema, in previsione dell'incremento della produzione rinnovabile e degli sviluppi della rete previsti. Questo meccanismo permetterà al sistema di acquisire nuova capacità di accumulo mediante contratti di approvvigionamento a lungo termine, assegnati tramite aste competitive organizzate da Terna. Gli operatori con nuovi impianti di accumulo potranno partecipare a queste aste, le cui prime edizioni sono previste nella seconda metà del 2025, destinate agli impianti basati su accumulo elettrochimico.

- **Extraprofitti - Questione di legittimità costituzionale dal TAR**
  Il 16 gennaio scorso, il TAR Lazio ha sollevato diverse questioni di legittimità costituzionale riguardanti la legge n. 197 del 2022, che prevedeva il pagamento nel 2023 del "contributo di solidarietà temporaneo" sugli "extraprofitti" degli operatori del settore. L'ordinanza evidenzia la possibile violazione del Regolamento europeo n. 1854/2022, in quanto la legge ha esteso il pagamento del contributo anche agli operatori delle energie rinnovabili, non inclusi nel regolamento. A seguito dell'udienza di gennaio, la Corte costituzionale ha depositato, a febbraio, l'ordinanza n. 21/2025, rinviando alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea la questione pregiudiziale sulla compatibilità del contributo applicato agli operatori del settore energetico nel 2022 con il diritto dell'Unione. In attesa della risposta della Corte di Giustizia, il giudizio pendente resta sospeso.

- **Contributo straordinario art. 37 D.L. 21/2022 - Sentenza n. 111/2024 Corte Costituzionale**
  Con la **sentenza n. 111/2024** la Corte costituzionale si è pronunciata sulla questione di legittimità costituzionale del contributo straordinario contro il caro bollette, di cui all'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 n. 21 dichiarandolo **parzialmente illegittimo**, soltanto nella parte in cui include nella base imponibile del contributo le accise. Ricordiamo che il menzionato giudizio di legittimità – instaurato su impulso delle Corti di giustizia tributaria di primo grado di Milano e di Roma – identificava plurimi aspetti censurabili dell'art. 37, rispetto ai quali anche ERG aveva proposto ricorso.
  A fronte delle molteplici censure avanzate, la Corte costituzionale ha, come anticipato, dichiarato l'**illegittimità costituzionale** dell'art. 37 soltanto in relazione alla **parte in cui include** nella **base imponibile** del Contributo Straordinario anche **le accise** versate allo Stato e indicate nelle fatture attive. Di contro, la Corte ha ritenuto di **non accogliere le altre** numerose **censure** (artt. 3, 23, 42, 53 e 117 Cost.) prospettate dalle ordinanze di rimessione, **confermando** in tal modo la **legittimità** del **prelievo.**

FRANCIA

- **Extraprofitti. Pronunciamento del Consiglio di Stato sulla legittimità del CRIM**
  A maggio la più alta corte amministrativa ha deciso di non trasmettere la questione di costituzionalità relativa al contributo sui redditi inframarginali (CRIM).
  La legge finanziaria per il 2025 non contiene tuttavia la proroga di tale misura.

  Sviluppo dell'agrivoltaico e condizioni per l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, naturali o forestali.
  Il governo francese ha pubblicato il decreto n. 2024-318 riguardante lo sviluppo dell'agrivoltaico e le condizioni per l'installazione di sistemi fotovoltaici su terreni agricoli, naturali o forestali.
  Il decreto definisce l'agrivoltaico e pone l'esercizio agricolo al centro, dovendo garantire che la produzione agricola raggiunga almeno il 90% di rendimento per ettaro rispetto a una zona di controllo designata. Le installazioni fotovoltaiche non possono inoltre coprire più del 40% della superficie di un appezzamento agricolo.
  Le nuove disposizioni escludono lo sviluppo di sistemi agrivoltaici in alcune aree protette secondo il codice rurale e marittimo del paese.

GERMANIA

- **Piano di sviluppo della rete elettrica**
  L'Agenzia federale delle reti ha confermato il Piano di Sviluppo della Rete Elettrica 2023-2037/2045, che prevede un significativo aumento delle capacità di trasmissione elettrica. Il piano include circa 4.800 chilometri di nuove linee e 2.500 chilometri di rinforzi alle connessioni esistenti rispetto al piano attuale della domanda federale. Inoltre, sono previste cinque nuove connessioni HVDC con una capacità di 2 GW ciascuna e misure per integrare la

generazione di energia offshore nella rete terrestre. L'Agenzia ritiene necessari altri 35 progetti nel Mare del Nord e nel Mar Baltico entro il 2045 per collegare fino a 70 GW di capacità eolica offshore.
Il piano determina l'urgente necessità di espandere la rete di trasmissione elettrica per garantire un servizio sicuro e affidabile. I gestori del sistema di trasmissione, ogni due anni, identificano le misure necessarie per ottimizzare, rafforzare ed espandere la rete ad alta tensione. L'Agenzia federale delle reti esamina e conferma queste proposte, mentre sta preparando una relazione ambientale sul Piano Federale delle Esigenze per valutare l'impatto ambientale delle misure previste.

- Solar Package 1
  Il Bundestag e il Bundesrat tedeschi hanno approvato il Pacchetto Solare 1 nell'aprile 2024, mirato a sostenere il settore fotovoltaico. La nuova legislazione prevede maggiori incentivi per le aziende che installano sistemi fotovoltaici sui tetti, con semplificazioni normative per i sistemi solari agricoli. I cittadini potranno ora installare piccoli sistemi solari sui balconi senza complicazioni burocratiche, mentre i proprietari di case potranno produrre energia elettrica autonomamente.
  Il pacchetto include anche disposizioni per accelerare l'espansione dell'energia eolica, delle biomasse e per migliorare le connessioni alla rete, oltre ad alcune modifiche all'asta EEG23.

- Elezioni nazionali
  In data 23 febbraio 2025 si sono svolte le elezioni anticipate in Germania, convocate dal cancelliere Olaf Scholz (SPD) a seguito della crisi che ha disgregato la precedente alleanza di governo. I risultati elettorali hanno premiato la CDU/CSU, che ha ottenuto il 28,6% dei voti, e hanno evidenziato un'impennata dell'estrema destra AfD, che ha raggiunto il 20,8% delle preferenze, in un contesto segnato da crescenti critiche verso le politiche migratorie ed economiche. Al contempo, SPD e Verdi hanno registrato un netto calo nei consensi. La nuova composizione del Bundestag lascia spazio alla formazione di una coalizione tra CDU/CSU e SPD, con il leader del primo partito designato come cancelliere in pectore, il quale ha annunciato l'intenzione di costituire il governo entro aprile.

UK

- Eliminazione del divieto di fatto per l'eolico onshore in Inghilterra
  A partire dal 2015 il partito Conservatore introdusse due note al National Policy Planning Framework che, di fatto, permettevano ad una limitata opposizione locale di bloccare l'installazione di impianti eolici onshore. Il nuovo governo a partire dall'8 luglio ha rimosso tali veti, riaprendo il mercato dopo circa 10 anni di blocco.

- Unificazione dell'operatore di rete
  Il governo britannico ha acquistato l'operatore di rete da National Grid e, a partire dal 1° ottobre 2024, ha iniziato a operare il National Energy System Operator (NESO).
  NESO mira ad adottare un approccio integrato alla pianificazione del sistema energetico del Regno Unito, considerando elettricità, gas, idrogeno, fonti rinnovabili, stoccaggio e tecnologie emergenti come la cattura e l'uso del carbonio. NESO ha sviluppato diversi scenari di decarbonizzazione e pubblicato il report "Beyond 2030", in cui raccomanda diversi upgrade della rete a supporto del governo e Ofgem nelle decisioni sulle infrastrutture, al fine di accelerare le connessioni alla rete (riforma in corso) e promuovere gli obiettivi di neutralità climatica del Regno Unito.

- Electricity Generator Levy 2024
  Nella Legge di Bilancio 2024 è contenuto l'aggiornamento del *price cap* da applicare per il calcolo della misura di restituzione parziale dei ricavi a carico dei generatori di elettricità «Electricity Generator Levy». Il nuovo "importo di riferimento" si applica a partire dal 1° aprile 2024 fino al 31 marzo 2025 ed è fissato in 77,94 sterline/MWh.
  Nel provvedimento è pure contenuta l'esenzione dall'EGL per i nuovi progetti la cui decisione finale di investimento è stata presa a partire dal 22 novembre 2023.

- Ofgem approva la sospensione temporanea delle nuove richieste di connessione
  A partire dal 29 gennaio 2025, NESO e i Transmission Owners (TOs) del Regno Unito attueranno una modifica transitoria al processo di connessione alla rete di trasmissione, che prevede una sospensione delle nuove domande di connessione, con alcune eccezioni. Rimarranno aperte solo le richieste di modifica già in corso, secondo un processo di eccezione.
  La decisione segue il piano di riforma delle connessioni presentato da NESO a dicembre 2024, volto a introdurre criteri di "prontezza" e "allineamento strategico" per l'accesso alla coda di connessione riformata. NESO ha giustificato la sospensione con l'impossibilità di gestire il processo attuale in parallelo alle riforme, a fronte di oltre 1.700 richieste ricevute nel 2023/24.

SPAGNA

- Aggiornamento del piano di sviluppo della rete di trasmissione
  Il Consiglio dei ministri, su richiesta del Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica

(MITECO), ha approvato una modifica al Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Elettrica da eseguirsi entro il 2026. Questa modifica comprende 73 azioni, con un investimento di 489 milioni di euro, mirate a facilitare lo sviluppo di progetti strategici, tra cui l'integrazione di sistemi di stoccaggio e la generazione da fonti rinnovabili.
Parallelamente, a dicembre 2023 è stato avviato l'elaborazione di un nuovo Piano con orizzonte al 2030, anticipando il ciclo di pianificazione usuale di sei anni, al fine di rispondere più prontamente al processo di transizione energetica, che includerà ulteriori azioni di sviluppo della rete.

ROMANIA

- **Procedura di emergenza 32/2024 sugli "extraprofitti"** Il Ministro dell'Energia ha approvato un nuovo limite ai prezzi dell'elettricità per i produttori, ridotto a 400 Lei/MWh (circa 80€/MWh) rispetto ai precedenti 450 Lei/MWh, con una diminuzione di circa 10€/MWh. Inoltre, è stato introdotto il contributo al Fondo per la Transizione Energetica come meccanismo di recupero, calcolato sulla differenza tra il prezzo di vendita mensile e un prezzo di riferimento, da versare fino al 31 marzo 2025. I generatori di elettricità e gli aggregatori che commerciano energia elettrica e/o gas naturale sul mercato all'ingrosso tramite contratti di copertura saranno tenuti a pagare tale contributo al Fondo.

- **Ratifica estensione delle misure sugli "extraprofitti"**
Con la Legge di Bilancio 2024, è stata ratificata l'estensione dell'applicazione del meccanismo di "revenue capping". Secondo l'articolo 3, in vigore dal 1° gennaio 2024, i produttori di energia elettrica dovranno continuare a dichiarare e versare il contributo anche per il periodo dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2024.
Per i produttori con "*premium compensation contracts*" in vigore dall'8 ottobre 2022, quali tutte le SPV ERG, il price cap resta fissato pari al valore della rispettiva FIP (con contributo da calcolare sul 90% delle eccedenze). Per le altre tipologie contrattuali (impianti a mercato) il valore del price cap è da luglio 2023 pari a 300BGN/MWh (ca. 150€/MWh) ridotto rispetto al price cap previsto ad inizio misura in 350BGN/MWh (ca. 180€/MWh).
Tale misura è stata recentemente estesa a tutto il 2025.

SVEZIA

- **Flow based market coupling**

Il progetto di Market Coupling dei mercati elettrici dei paesi nordici basato sulla metodologia flow based è stato avviato con effetto dal 30 ottobre 2024. Lo scopo del nuovo metodo di calcolo è aumentare i benefici socioeconomici, incrementando l'utilizzo delle interconnessioni ad alta tensione e permettendo una massimizzazione dell'iniezione di energia da FER.

US

Trump eletto presidente USA

Subito a valle dell'insediamento, il nuovo presidente Donald Trump ha emesso una serie di ordini a favore dei combustibili fossili, con conseguente rischio di un ridimensionamento degli strumenti di supporto per lo sviluppo di ulteriori energie rinnovabili. Inoltre, le politiche commerciali tra gli Stati Uniti e l'Unione Europea potrebbero subire modifiche, con l'introduzione di nuovi dazi e una possibile svalutazione del dollaro, rischiando di compromettere la competitività dell'Europa. In particolare, potrebbero attivarsi restrizioni nei permessi per progetti di energie rinnovabili su terreni federali, come nel caso dell'eolico offshore. Infine, modifiche all'Inflation Reduction Act (IRA) potrebbero riguardare i crediti fiscali per l'idrogeno verde e i veicoli elettrici importati. Allo stato attuale, i progetti già aggiudicatari dei crediti fiscali dell'Inflation Reduction Act non sono soggetti a tale rischio.

Risultati per Paese

(milioni di Euro)	Anno		
Ricavi *adjusted*	**2024**	**2023 (1)**	**Δ**
Italia	**418**	**374**	***44***
Estero	**319**	**367**	***(48)***
Francia	*100*	*124*	*(23)*
Germania	*55*	*89*	*(34)*
UK & Nordics	*54*	*54*	*(1)*
Spagna	*24*	*27*	*(2)*
Est Europa	*68*	*73*	*(5)*
Stati Uniti	*18*	*-*	*18*
Corporate	**39**	**35**	***3***
Ricavi infrasettori	**(37)**	***(35)***	***(2)***
Totale ricavi *adjusted*	**738**	**741**	***(3)***
Margine operativo lordo *adjusted*			
Italia	**339**	**299**	***40***
Estero	**216**	**256**	***(40)***
Francia	*51*	*81*	*(30)*
Germania	*34*	*68*	*(34)*
UK & Nordics	*30*	*38*	*(8)*
Spagna	*15*	*20*	*(6)*
Est Europa	*54*	*49*	*5*
Stati Uniti	*32*	*-*	*32*
Corporate	**(21)**	**(21)**	***(0)***
Margine operativo lordo *adjusted*	**535**	**534**	***1***
Ammortamenti e svalutazioni *adjusted*			
Italia	**(126)**	**(121)**	***(5)***
Estero	**(133)**	**(97)**	***(36)***
Francia	*(46)*	*(40)*	*(6)*
Germania	*(21)*	*(20)*	*(1)*
UK & Nordics	*(17)*	*(13)*	*(4)*
Spagna	*(12)*	*(6)*	*(6)*
Est Europa	*(19)*	*(18)*	*(1)*
Stati Uniti	*(18)*	*-*	*(18)*
Corporate	**(4)**	**(4)**	***(0)***
Ammortamenti e svalutazioni *adjusted*	**(263)**	**(223)**	***(41)***

(milioni di Euro)	Anno		
Risultato operativo netto *adjusted*	**2024**	**2023 (1)**	**Δ**
Italia	**213**	**177**	***36***
Estero	**83**	**159**	***(76)***
Francia	*6*	*41*	*(36)*
Germania	*12*	*48*	*(35)*
UK & Nordics	*13*	*25*	*(12)*
Spagna	*3*	*15*	*(12)*
Est Europa	*35*	*31*	*5*
Stati Uniti	*14*	*-*	*14*
Corporate	**(25)**	**(25)**	***(1)***
Risultato operativo netto *adjusted*	**271**	**312**	***(40)***
Investimenti (2)			
Italia	**135**	**219**	***(84)***
Estero	**413**	**265**	**148**
Francia	142	*25*	*117*
Germania	9	*3*	*7*
UK & Nordics	26	*45*	*(19)*
Spagna	0	*190*	*(190)*
Est Europa	0	*2*	*(2)*
Stati Uniti	236	*-*	*236*
Corporate	**5**	**4**	***0***
Totale investimenti	**553**	**489**	***64***

(1) A partire dal 2024 i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. Pertanto, i risultati comparativi del 2023 sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

(2) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* (319 milioni nel 2024). Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.

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 di ciascun parco eolico sono influenzati dalle caratteristiche di ventosità 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 e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.468 MW nell'eolico e 175 MW nel solare.

	Anno		
Risultati Operativi	**2024**	**2023**	**Δ**
Potenza installata (MW) [1]	**1.643**	**1.496**	***148***
Eolico	1.468	1.321	*148*
Solare	175	175	*0*
Produzioni (GWh)	**2.720**	**2.784**	***(64)***
Eolico	2.479	2.528	*(49)*
Solare	241	256	*(15)*
Load Factor % [2]			
Eolico	20%	24%	*-4%*
Solare	*16%*	*17%*	*-1%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**149**	**131**	***19***
Eolico	*125*	*109*	*16*
Solare	*399*	*342*	*57*

[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 2024 la produzione di energia elettrica in Italia risulta pari a 2.720 GWh, di cui 2.479 GWh da fonte eolica e 241 GWh da impianti fotovoltaici, in riduzione rispetto al 2023 (2.784 GWh di cui 2.528 GWh da fonte eolica e 256 GWh da fonte solare), per effetto della minor ventosità solo in parte compensata dal pieno contributo dagli impianti oggetto di *repowering* e *greenfield* entrati in esercizio tra il secondo semestre 2023 e nel corso del 2024 (+280 GWh).

	Anno		
Risultati economici	**2024**	**2023**	**Δ**
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	**418**	**374**	***44***
Eolico	*320*	*285*	*34*
Solare	*98*	*89*	*9*
Margine operativo lordo *adjusted*	**339**	**299**	***40***
Eolico	*250*	*220*	*30*
Solare	*90*	*79*	*10*
Ammortamenti e svalutazioni	**(126)**	**(121)**	***(5)***
Eolico	*(81)*	*(75)*	*(6)*
Solare	*(45)*	*(47)*	*2*
Risultato operativo netto *adjusted*	**213**	**177**	***36***
Eolico	*168*	*145*	*24*
Solare	*45*	*33*	*12*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	**135**	**219**	***(84)***
Eolico	*116*	*201*	*(85)*
Solare	*11*	*18*	*(7)*
Storage	*8*	*-*	*8*
Ebitda Margin % [1]	**81%**	**80%**	***1%***
Eolico	*78%*	*77%*	*1%*
Solare	*92%*	*89%*	*2%*

[1] rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I ricavi registrati nel 2024 risultano in aumento principalmente grazie al valore dell'incentivo GRIN (42 Euro/MWh) che si confronta con un 2023 in cui il GRIN era nullo, al pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio, in parte compensati dalla significativa minor ventosità registrata nel periodo.

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 125 Euro/MWh (109 Euro/MWh nel 2023).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 399 Euro/MWh (342 Euro/MWh nel 2023) in aumento per effetto delle coperture fissate a prezzi più alti rispetto al 2023 e dei maggiori ricavi da conto energia grazie allo spalma-incentivi.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Italia del **2024** è pari a 339 milioni, in aumento rispetto al 2023 (299 milioni).
Gli ammortamenti del periodo (126 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (121 milioni) per effetto del pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

Investimenti

Gli investimenti in Italia del **2024 (135 milioni)** si riferiscono principalmente al completamento delle attività di costruzione dell'impianto greenfield di Roccapalumba (47 MW), alle attività di *Repowering* (177 MW) sugli impianti di Mineo-Militello-Vizzini e Salemi-Castelvetrano entrati in esercizio nel corso del 2024, 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. Inoltre, sono state avviate le attività relative al Progetto di Storage (13 MW).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **ARERA - Prezzo di riferimento per calcolo incentivi ex cv 2024**
  A fine gennaio l'ARERA ha pubblicato la Delibera 30 gennaio 2024 n.14/2024/R/efr per determinare il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno 2023 (PEE), ai fini della quantificazione per l'anno 2024, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi.A fine gennaio 2025, ARERA ha pubblicato la Deliberazione 21 gennaio 2025 n. 9/2025/R/EFR "Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno 2024, ai fini della quantificazione, per l'anno 2025, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi". Nell'anno 2024 il PEE è stato fissato pari a 109,05 €/MWh.
  Di conseguenza il valore degli incentivi (sostitutivi dei CV) nel 2025, risultante dalla formula = 0.78 * (180 - PEE), è pari a 55,34 €/MWh.

- **ARERA – PREZZI DI SBILANCIAMENTO A SEGUITO CONNESSIONE A «PICASSO»**
  Lo scorso 1° marzo è stato pubblicato l'esito dell'istruttoria condotta da ARERA sulla formazione di prezzi di sbilanciamento fortemente negativi, a seguito dell'avvio dell'operatività di Terna sulla piattaforma europea "PICASSO".
  Il risultato dell'analisi ha portato ARERA a richiedere a Terna di sospendere appena tecnicamente possibile e comunque entro il 15 marzo 2024, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO, in attesa dell'approvazione e dell'implementazione delle misure di mitigazione proposte dai TSO a livello europeo e di un rapporto sul fenomeno da parte di Terna, contenente proposte per le possibili mitigazioni e possibili modelli alternativi di partecipazione alla piattaforma.
  Terna ha successivamente adempiuto alle disposizioni di ARERA interrompendo dal «giorno di flusso» 15 marzo 2024 la partecipazione operativa alla piattaforma, pur restando parte del progetto implementativo europeo PICASSO.

- **Partecipazione di Terna alla piattaforma Europea MARI**
  ARERA ha approvato la Delibera 174/2024/R/eel, che sancisce il piano di lavoro per l'avvio della partecipazione di Terna alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento mFRR. La data di avvio prevista per l'Italia era il 24 luglio 2024. Tuttavia, considerati i problemi riscontrati con la piattaforma PICASSO, che hanno portato alla sospensione della partecipazione operativa dell'Italia nel marzo 2024, ARERA ha approvato un nuovo piano di lavoro. Questo piano include la finalizzazione delle proposte di modifica del Codice di Rete per il coordinamento tra MSD e MARI, una consultazione pubblica sulle proposte, e la presentazione della proposta finale ad ARERA entro ottobre 2024.

- **CAPACITY MARKET 2025+ -DELIBERA ARERA 199/2024**
  Il 23 maggio, ARERA ha approvato la Delibera 199/2024/R/eel "Parametri economici delle procedure concorsuali per il mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028." Il premio massimo definito è riportato di seguito:

Delivery period / Max premium	2025	2026	2027	2028
New production	85 000 €/MW	86 000 €/MW	86 000 €/MW	86 000 €/MW
Mid point curve	71 000€/MW	72 000 €/MW	72 000 €/MW	73 000 €/MW
Existing production	45 000 €/MW	46 000 €/MW	47 000 €/MW	48 000 €/MW

  Per gli impianti di nuova costruzione è richiesto che l'avvio dei lavori per la realizzazione dell'unità sia successivo alla data di esecuzione dell'asta. L'avvio dei lavori è definito come la data di inizio dei lavori

di costruzione interessanti l'unità di produzione o, se antecedente, la data del primo impegno vincolante a ordinare le attrezzature necessarie o la data in cui è stato assunto qualsiasi altro impegno che renda l'investimento irreversibile.

- Aggiornamento entrata in vigore TIDE
  Poiché le attività di implementazione del TIDE da parte di Terna e GSE sono state svolte più lentamente del previsto, ARERA ha definito una fase transitoria dal 1º gennaio 2025 al 1° febbraio 2026, durante la quale TIDE sarà applicato in una versione ridotta.

Eolico

- Superamento PUN
  Dal 01/01/2025 il Prezzo Unico Nazionale (PUN) del mercato elettrico all'ingrosso verrà superato e si passerà all'applicazione dei c.d. "prezzi zonali", ai quali verrà però applicata una componente perequativa per riportarli, di fatto, al valore del PUN, che sarà però sostituito dal PUN Index GME.
  Il PUN Index GME, infatti, è sostanzialmente calcolato in continuità con il PUN, e cioè come la media ponderata dei prezzi dell'elettricità nelle diverse zone d'Italia che tiene conto delle quantità di energia venduta e delle fasce orarie di utilizzo.

- Gestione del fine vita dei moduli fotovoltaici – quote RAEE
  I proprietari di impianti fotovoltaici incentivati sotto i diversi "Conto Energia", che hanno operato dal 2006 al 2012 e sono già soggetti alla ritenuta di garanzia, vedranno trattenute con i pagamenti di marzo e aprile 2024 le relative quote per la gestione e lo smaltimento dei pannelli.
  In base alla nuova disposizione introdotta dalla Legge n. 11 del 2 febbraio 2024, di conversione del cosiddetto "Decreto Sicurezza Energetica", la quota da trattenere da parte del GSE è stata raddoppiata a 20 euro/modulo, con decorrenza da settembre 2024.

ESTERO

ERG opera all'estero nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.
ERG è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.491 MW operativi), in particolare in Francia (587 MW, incrementati nel 2024 con l'acquisizione di un parco eolico di 24 MW e l'entrata in esercizio di due parchi greenfield per 41 MW), Germania (327 MW), Polonia (142 MW), UK & Nordics (311 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).
Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 393 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia in incremento rispetto al medesimo periodo del 2023 per l'acquisizione di 49 MW, e 266 MW in Spagna.
Nel mese di aprile 2024 il Gruppo è entrato nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti attraverso una partnership strategica con Apex Clean Energy acquisendo un portafoglio eolico e solare (317 MW).

Francia

	Anno		
Risultati Operativi	**2024**	**2023**	**Δ**
Potenza installata (MW) [1]	**715**	**600**	*114*
Eolico	*587*	*522*	*65*
Solare	*128*	*79*	*49*
Produzioni (GWh)	**1.210**	**1.315**	*(104)*
Eolico	*1.084*	*1.219*	*(135)*
Solare	*126*	*96*	*30*
Load Factor % [2]			
Eolico	*21%*	*27%*	*-6%*
Solare	*12%*	*14%*	*-2%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**82**	**93**	***(12)***
Eolico	*82*	*93*	*(11)*
Solare	*81*	*96*	*(15)*

(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 **2024** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1210 GWh, di cui 1084 GWh da fonte eolica e 126 GWh da impianti fotovoltaici, in contrazione rispetto al 2023 (1315 GWh di cui 1219 GWh da fonte eolica e 96 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto della minor ventosità registrata nel periodo rispetto ad una produzione 2023 particolarmente elevata, in parte compensata dal perimetro (+125 GWh).

	Anno		
Risultati economici	**2024**	**2023**	**Δ**
(milioni di euro)			
Ricavi *adjusted*	**100**	**124**	*(23)*
Eolico	*90*	*115*	*(24)*
Solare	*10*	*9*	*1*
Margine operativo lordo *adjusted*	**51**	**81**	*(30)*
Eolico	*47*	*75*	*(28)*
Solare	*4*	*6*	*(2)*
Ammortamenti e svalutazioni	**(46)**	**(40)**	*(6)*
Eolico	*(40)*	*(35)*	*(5)*
Solare	*(6)*	*(4)*	*(2)*
Risultato operativo netto *adjusted*	**6**	**41**	*(36)*
Eolico	*7*	*40*	*(33)*
Solare	*(2)*	*2*	*(3)*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immaterial	**142**	**25**	*117*
Eolico	*113*	*25*	*87*
Solare	*29*	*0*	*29*
Ebitda Margin % [(1)]	**51%**	**65%**	*-14%*
Eolico	*52%*	*66%*	*-13%*
Solare	*42%*	*64%*	*-22%*

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

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 100 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (124 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati e dei minori volumi registrati, solo in parte compensati dal perimetro derivante dall'acquisizione effettuata a inizio 2024 e dai parchi *greenfield* entrati in esercizio nel terzo trimestre del 2024.
I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 82 Euro/MWh risultano in riduzione rispetto al 2023 (93 Euro/MWh) per effetto della contrazione dei prezzi di mercato, che ha influito solo in parte in quanto la maggior parte dei parchi beneficia ancora del meccanismo incentivante a due vie.
I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 81 Euro/MWh, in riduzione rispetto ai 96 Euro/MWh dell'anno precedente in quanto i nuovi parchi acquisiti hanno venduto principalmente a mercato in attesa di entrare nella tariffa incentivante.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Francia del **2024** è pari a 51 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (81 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (46 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (40 milioni) per il contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del 2024 (24 MW) e a quelli sviluppati internamente (41 MW).

Investimenti

Gli investimenti in Francia del **2024 (142 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione avvenuta a gennaio 2024 di impianti eolici e fotovoltaici per 73 MW (84 milioni), oltre alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (59 MW) di cui 41 MW entrati in esercizio nel terzo trimestre 2024 ed i restanti nei primi mesi del 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **Connessione alla piattaforma Europea PICASSO**
  La connessione di RTE alla piattaforma PICASSO per la regolazione aFRR era prevista per luglio 2024, ma a causa dei problemi riscontrati e delle riforme necessarie, è stata posticipata al quarto trimestre del 2024 "al più presto" – ma ad oggi non è ancora avvenuta. Questo ritardo è dovuto ai prezzi estremi osservati regolarmente (fino a +/- 15.000 €/MWh) e alla sospensione della partecipazione di TERNA dal 15 marzo 2024. CRE ha condizionato la connessione di RTE a PICASSO all'implementazione delle misure europee di mitigazione dei prezzi da parte di ACER (delibera del 29/02/2024).

Germania – Eolico

Risultati Operativi	Anno 2024	2023	Δ
Potenza installata (MW) [1]	**327**	**327**	-
Produzioni (GWh)	**568**	**629**	*(62)*
Load Factor % [2]	**20%**	**22%**	*-2%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**92**	**140**	*(48)*

[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 2024 la produzione di energia elettrica in Germania risulta pari a 568 GWh, in riduzione rispetto al 2023 (629 GWh) per effetto della minore ventosità registrata nel quarto trimestre.

Risultati economici	Anno 2024	2023	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	**55**	**89**	*(34)*
Margine operativo lordo *adjusted*	**34**	**68**	*(34)*
Ammortamenti e svalutazioni	**(21)**	**(20)**	*(1)*
Risultato operativo netto *adjusted*	**12**	**48**	*(35)*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	**9**	**3**	*7*
Ebitda Margin % [1]	**61%**	**76%**	*-15%*

[1] rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica.

I ricavi registrati nel 2024 risultano pari a 55 milioni, in sensibile riduzione rispetto al 2023 (89 milioni), prevalentemente per effetto di una minore ventosità registrata nel periodo e per il minor prezzo catturato in quanto le produzioni nel 2023 riflettevano prezzi di copertura molto elevati.
I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 92 Euro/MWh, risultano pertanto in contrazione rispetto al 2023 (140 Euro/MWh).
Il margine operativo lordo *adjusted* in Germania del 2024 risulta pari a 34 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (68 milioni).

Investimenti
Gli investimenti in Germania del 2024 (9 milioni) si riferiscono principalmente alle attività di Repowering di un parco eolico (6 MW) previsto entrare in esercizio nei primi mesi del 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo
Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo".

- Progetto per Distribuzione Equa dei Costi di Rete nella Transizione alle Energie Rinnovabili
  Il nuovo framework introduce meccanismi per riequilibrare i costi della rete elettrica, attualmente distribuiti in modo disomogeneo a causa dell'espansione delle rinnovabili. L'obiettivo è garantire una ripartizione equa di questi oneri tra tutti i consumatori di elettricità.
  L'Agenzia Federale per le Reti ha adottato un approccio graduale. In una prima fase, viene determinato se un operatore di rete è colpito in modo sproporzionato dai costi derivanti dall'integrazione delle rinnovabili, confrontando la capacità installata con il carico di consumo nell'area di rete. Successivamente, gli operatori che sostengono costi elevati riceveranno un sostegno finanziario per compensare tali oneri, favorendo regioni con una forte infrastruttura rinnovabile, come quelle con elevata produzione eolica nel nord o grandi impianti fotovoltaici in aree rurali.
  Il finanziamento della compensazione avverrà tramite un sovrapprezzo nazionale a carico di tutti i consumatori. Attualmente, le aree con elevata produzione rinnovabile affrontano costi di rete più alti, un aspetto che rappresenta un ostacolo all'accettazione pubblica della transizione energetica.

UK & Nordics – Eolico

Risultati Operativi	Anno 2024	2023	Δ
Potenza installata (MW) (1)	311	311	-
Produzioni (GWh)	588	455	*133*
Load Factor % (2)	22%	18%	*4%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	60	77	*(17)*

(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 2024 la produzione di energia elettrica in UK e Svezia risulta pari a 588 GWh, in aumento rispetto al 2023 (455 GWh), principalmente grazie al contributo degli asset che nel corso del 2023 erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni e alla maggior ventosità riscontrata nel periodo.

Risultati economici	Anno 2024	2023	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	54	54	*(1)*
Margine operativo lordo *adjusted*	30	38	*(8)*
Ammortamenti e svalutazioni	(17)	(13)	*(4)*
Risultato operativo netto *adjusted*	13	25	*(12)*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	26	45	*(19)*
Ebitda Margin % (1)	56%	71%	*-14%*

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

I ricavi registrati nel 2024 risultano pari a 54 milioni, in linea rispetto al 2023 (54 milioni), principalmente per effetto delle maggiori produzioni registrate compensate dai minori prezzi catturati.
I ricavi netti unitari si attestano a 60 Euro/MWh, in contrazione rispetto al 2023 (77 Euro/MWh) per effetto dei minori prezzi di vendita.

Il margine operativo lordo *adjusted* nell'area UK & Nordics del 2024 si attesta a 30 milioni, in riduzione rispetto al 2023 (38 milioni) per effetto di minori ricavi legati alla partecipazione ai balancing market e a maggiori costi sulle property tax a seguito del venir meno dell'"exemption" sui parchi eolici UK.

Gli ammortamenti del periodo (17 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (13 milioni) per effetto del pieno contributo dei parchi eolici in UK & Nordics entrati in operatività nel corso del 2023.

Investimenti
Gli investimenti nell'area UK & Nordics del 2024 (26 milioni) si riferiscono alle attività di costruzione di un nuovo parco eolico di 47 MW in Nord Irlanda previsto entrare in esercizio a fine anno 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo
Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo".

- Mercato dei servizi ancillari
  Lo scorso 8 febbraio l'autorità di regolazione britannica Ofgem ha approvato il progetto definitivo per il servizio Balancing Reserve presentato dal National Grid Electricity Systems Operator (ESO) nel dicembre 2023.
  Le energie rinnovabili, come l'eolico onshore, possono partecipare al servizio fornendo una riserva di bilanciamento positiva o negativa, con prevedibile preferenza per gli impianti eolici al servizio «a scendere». Il progetto approvato rende la Balancing Reserve più accessibile agli asset di stoccaggio a batteria e alle risorse energetiche flessibili distribuite.
  Il Go-live del servizio è avvenuto il 12 marzo 2024.
  A marzo l'ESO ha previsto un nuovo design a partire dal 2024/25 per alcuni dei servizi di regolazione della frequenza della rete elettrica. Tra questi la Quick Reserve positiva e negativa, di cui a giugno l'ESO ha comunicato il go-live, con la prima asta giornaliera prevista entro novembre 2024 e accessibile agli impianti di energie rinnovabili che partecipano già al mercato di bilanciamento (Balancing Mechanism Units).

- **Update TNUos**
  Il regolatore dell'energia del Regno Unito, Ofgem, ha pubblicato aggiornamenti sulle riforme delle tariffe per l'Uso della Rete di Trasmissione (TNUoS). Le tariffe per l'Uso del Sistema di Rete di Trasmissione (TNUoS) sono progettate per recuperare i costi di installazione e manutenzione del sistema di trasmissione in Inghilterra, Galles, Scozia e offshore. Esse si applicano ai generatori e ai fornitori collegati alla rete di trasmissione per l'uso delle reti di trasmissione.
  Secondo Ofgem, i feedback ricevuti dagli *stakeholder* hanno confermato la necessità di una riforma delle tariffe di trasmissione.

- **Piano Beyond 2030 e Future System Operator**
  Il National Grid Electricity Systems Operator (ESO) ha pubblicato un rapporto, "Beyond 2030", che raccomanda un investimento aggiuntivo di 58 miliardi di sterline nella rete elettrica del Regno Unito per soddisfare la crescente domanda di elettricità decarbonizzata. Nel rapporto, l'ESO afferma che il piano faciliterà il collegamento di ulteriori 21 GW di eolico offshore in sviluppo al largo della costa scozzese, aumentando la capacità potenziale di eolico offshore del Regno Unito a 86 GW entro il 2035.
  Il piano prevede una "spina dorsale elettrica ad alta capacità" che correrà dal nord-est della Scozia fino al
  nord-est dell'Inghilterra, con l'intento di alleviare la congestione al confine tra Scozia e Inghilterra. L'ente regolatore dell'energia del Regno Unito, Ofgem, ha dato l'approvazione provvisoria per le spese necessarie per l'autostrada sottomarina HVDC, Eastern Green Link 2 (EGL2), che dovrebbe essere operativa entro il 2029. Questo è un piano di transizione prima dello sviluppo del Centralised Strategic Network Plan, che sarà pubblicato nel 2026 dalla nuova organizzazione che dall''estate 2024 sostituirà l'ESO, il National Energy System Operator (NESO), nel suo ruolo di Indipendent System Operator and Planner (ISOP).
  Il NESO sarà una società pubblica indipendente che assumerà le competenze che l'Energy Act 2023 ha attribuito ad un Future System Operator (FSO), inclusa quella di ISOP non soltanto per l'energia elettrica ma anche per il gas.

- **Dispatch Down Draft Action Plan - Northern Ireland**
  Il piano definisce una serie di raccomandazioni e azioni mirate a ridurre l'elevato livello di limitazione della produzione rinnovabile che attualmente interessa l'Irlanda del Nord. SONI modellerà le misure proposte all'inizio del 2025 per valutarne l'impatto sulla riduzione dei vincoli esistenti.
  Nel breve termine (6-12 mesi), il piano operativo prevede interventi immediati per favorire una maggiore integrazione delle rinnovabili e ottenere benefici rapidi. Tra le azioni chiave vi sono l'implementazione di una soluzione temporanea per la regolazione verso il basso, con una prima valutazione attesa entro il secondo trimestre del 2025, e la revisione degli standard di sicurezza operativa, con una proposta definitiva prevista per febbraio e l'avvio dell'attuazione in primavera. Sono inoltre previsti la riduzione del numero di unità di produzione obbligate a rimanere in funzione, con una sperimentazione operativa nell'estate 2025 e aggiornamenti normativi entro fine anno, e una revisione indipendente dei livelli minimi di generazione, con un'analisi della flotta di generatori da parte di AFRY nel primo trimestre 2025 e l'implementazione delle soluzioni tecniche nell'estate 2026.
  SONI ha inoltre individuato misure di maggiore impatto che richiedono il coinvolgimento di altri soggetti, tra cui il potenziamento della rete, l'aggiornamento dei meccanismi di approvvigionamento e l'adozione di servizi avanzati di flessibilità.

Spagna- Solare

	Anno		
Risultati Operativi	**2024**	**2023**	**Δ**
Potenza installata (MW) (1)	**266**	**266**	*0*
Produzioni (GWh)	**479**	**213**	*266*
Load Factor % (2)	**21%**	**22%**	*-1%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**47**	**123**	*(75)*

(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 **2024** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 479 GWh, in aumento rispetto al 2023 (213 GWh) principalmente per effetto perimetro derivante dai parchi acquisiti ed entrati in esercizio nel corso della seconda metà del 2023 (+266 GWh).

	Anno		
Risultati economici	**2024**	**2023**	**Δ**
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	**24**	**27**	*(2)*
Margine operativo lordo *adjusted*	**15**	**20**	*(6)*
Ammortamenti e svalutazioni	**(12)**	**(6)**	*(6)*
Risultato operativo netto *adjusted*	**3**	**15**	*(12)*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	**0**	**190**	*(190)*
Ebitda Margin % (1)	**60%**	**76%**	*-16%*

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

I **ricavi** registrati **nel 2024** risultano pari a 24 milioni in riduzione rispetto all'anno precedente (27 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2023 che aveva beneficiato di prezzi di copertura elevati. Ne risulta che i ricavi netti unitari si attestano a 47 Euro/MWh, in significativa riduzione rispetto a quelli dell'anno precedente (123 Euro/MWh).
Tale effetto è stato solo in parte compensato dal pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel corso del 2023.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **2024** si attesta a 15 milioni, in contrazione rispetto al 2023 (20 milioni).

Gli ammortamenti del periodo (12 milioni) risultano in aumento rispetto al 2023 (6 milioni) per il pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel corso del 2023 (174 MW) ed entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

	Anno		
Risultati Operativi	**2024**	**2023**	**Δ**
Potenza installata (MW) (1)	**266**	**266**	**-**
Produzioni (GWh)	**710**	**742**	*(32)*
Load Factor % (2)	**30%**	**32%**	*-1%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**87**	**91**	*(4)*

(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 **2024** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 710 GWh, in riduzione rispetto al 2023 (742 GWh) per effetto della minore ventosità registrata.

	Anno		
Risultati economici	**2024**	**2023**	**Δ**
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	**68**	**73**	*(5)*
Margine operativo lordo *adjusted*	**54**	**49**	*5*
Ammortamenti e svalutazioni	**(19)**	**(18)**	*(1)*
Risultato operativo netto *adjusted*	**35**	**31**	*5*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	**0**	**2**	*(2)*
Ebitda Margin % (1)	**80%**	**67%**	*13%*

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

I **ricavi** registrati **nel 2024** pari a 68 milioni, risultano in contrazione rispetto al 2023 (73 milioni), principalmente per effetto delle minori produzioni registrate e della riduzione dei prezzi di cessione dell'energia.
I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 87 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al 2023 (91 Euro/MWh).
Si precisa che a partire da aprile 2024 le misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 400 lei/MWh, pari circa a 80 Euro/MWh (450 lei/MWh nel 2023 e fino al 31 marzo 2024, pari a circa 90 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **2024** è pari a 54 milioni, in aumento rispetto al 2023 (49 milioni) Il risultato riflette anche il parziale rilascio di fondi (per circa 9 milioni, di cui 6 milioni in Romania relativamente ai Certificati Verdi e 3 milioni in Polonia relativamente alle misure di *clawback measures*) in considerazione del venire meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Polonia

- **Modifica della quota quantitativa di elettricità totale derivante dai certificati di origine**
  Il nuovo regolamento, in vigore dal 31 agosto 2024 ed efficace per il 2025, stabilisce le quote di elettricità rinnovabile riconosciuta tramite certificati di origine. Il Ministero del Clima ha deciso di definire il livello solo per il 2025, anziché per un periodo triennale come inizialmente proposto. La quota prevista dall'Articolo 59 della Legge sulle Fonti Rinnovabili del 20 febbraio 2015 è fissata all'8,5% per il punto 1 e allo 0,5% per il punto 2.

Romania

- **Quote d'obbligo e valore Certificati Verdi 2024**
  A fine 2023 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale l'Ordinanza ANRE n. 107/2023 con la quale è stabilita, tra l'altro, la quota obbligatoria stimata per l'acquisto dei certificati verdi per l'anno 2024.
  - 0,4944765 certificati verdi/MWh, secondo la tabella

Indicators	U.M.	Value
Estimated average impact of green certificates in 2024	Euro / MWh	14,5
Average rate of the National Bank of Romania – 11 months 2023	Lei / Euro	4,9443
Estimated final electricity consumption for the year 2024	MWh	45.715.703,641

L'OPCOM ha successivamente pubblicato i nuovi valori limite per la negoziazione dei certificati verdi:
- Prezzo minimo: 145,4271 lei/CV (29,4 euro/CV), precedente 144,9861 lei/CV
- Prezzo massimo: 173,1275 lei/CV (35 euro/CV).

Bulgaria

- **Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2024 – 30 giugno 2025**
  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 2024 – 30 giugno 2025, l'Autorità nazionale bulgara ha stimato un valore dei prezzi di mercato FMP per l'energia wind pari a 166,71 BGN/MWh.
  L'Autorità si riserva il diritto di rivedere l'FMP ogni sei mesi in caso di variazione significativa dei prezzi di mercato.

Stati Uniti – Eolico e Solare

Come indicato nelle premesse, il presente documento riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare acquisito negli Stati Uniti (per complessivi 317 MW) a partire dal 1° aprile 2024.

	Anno		
Risultati Operativi	2024	2023	Δ
Potenza installata (MW) [1]	**317**	-	**317**
Eolico	*224*	-	*224*
Solare	*92*	-	*92*
Produzioni (GWh)	**684**	-	**684**
Eolico	*563*	-	*563*
Solare	*121*	-	*121*
Load Factor % [2]			
Eolico	*29%*	-	*29%*
Solare	*15%*		*15%*
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	**26**	-	**26**
Eolico	*22*	-	*22*
Solare	*47*	-	*47*
Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)	**51**	-	**51**
Eolico	*52*	-	*52*
Solare	*47*	-	*47*

(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).

A partire dal 1° aprile 2024 la **produzione di energia** negli Stati Uniti risulta pari a 684 GWh (di cui 563 GWh da fonte eolica e 121 GWh da fonte solare).
I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 22 Euro/MWh (52 Euro/MWh includendo i PTC), mentre quelli da fonte solare a 47 Euro/MWh, e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

	Anno		
Risultati economici	2024	2023	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	**18**	**-**	*18*
Eolico	*12*	-	*12*
Solare	*6*	-	*6*
Margine operativo lordo *adjusted*	**32**	**-**	*32*
Eolico	*27*	-	*27*
Solare	*5*	-	*5*
Ammortamenti e svalutazioni	**(18)**	**-**	*(18)*
Eolico	*(16)*	-	*(16)*
Solare	*(3)*	-	*(3)*
Risultato operativo netto *adjusted*	**14**	**-**	*14*
Eolico	*12*	-	*12*
Solare	*2*	-	*2*
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	**236**	**-**	*236*
Eolico	*182*	-	*182*
Solare	*54*	-	*54*
Ricavi adjusted e Altri proventi (PTC)	**36**	**-**	*36*
Eolico	*31*	-	*31*
Solare	*6*	-	*6*

I **ricavi** di vendita dell'energia registrati a partire dalla data di consolidamento, risultano pari a 18 milioni.
I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 36 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 19 milioni relativi al provento non monetario del Production Tax Credit contabilizzato alla voce "Altri proventi" e calcolato sulla base della produzione di energia registrata nel periodo dal parco eolico.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** negli Stati Uniti del **2024** è pari a 32 milioni e risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo
Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo".

USA

- ORDER NO. 1920 ON TRANSMISSION PLANNING
  La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha introdotto una nuova norma per garantire che la rete di trasmissione possa soddisfare la crescente domanda di elettricità. L'Ordine n. 1920 rappresenta la prima volta in più di un decennio che la FERC affronta la politica di trasmissione regionale e la prima volta in assoluto che la Commissione si occupa esplicitamente della necessità di una pianificazione a lungo termine della trasmissione.
  La nuova norma adotta requisiti specifici affinché i fornitori di trasmissione conducano una pianificazione a lungo termine delle infrastrutture di trasmissione regionale e determinino come finanziarle.

- Nuovo metodo di accreditamento per la capacità
  La FERC (Federal Energy Regulatory Commission) ha autorizzato MISO ad adottare, a partire dal 2028, un nuovo metodo di accreditamento della capacità basato su un approccio DLOL (Direct Loss of Load). Questo metodo combina la disponibilità probabilistica delle risorse con le loro performance storiche durante i periodi di maggior rischio per il sistema. L'obiettivo è implementare un approccio uniforme e non discriminatorio per tutte le tecnologie, incentivando le risorse a migliorare le proprie prestazioni nei momenti di maggiore necessità. Tale metodologia andrà a ridurre il derating factor soprattutto per la tecnologia fotovoltaica.

Conto Economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici reported, sia i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli *special items*. Si precisa che dal 2024 i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16, pertanto i risultati comparativi del 2023 sono riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

Si precisa inoltre che:

- le società acquisite in Francia titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 73,2 MW sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2024;
- le società statunitensi, titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 317 MW, sono state consolidate integralmente a partire dal 1° aprile 2024.

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.

		Reported			Adjusted		
(milioni di Euro)			Anno			Anno	
Conto Economico		**2024**	**2023**	Δ	**2024**	**2023**	Δ
Ricavi	1	738	741	*(3)*	738	741	*(3)*
Altri proventi	2	55	26	*29*	51	26	*25*
Ricavi Totali		**793**	**767**	***26***	**789**	**767**	***22***
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	3	(10)	(14)	*4*	(10)	(14)	*4*
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(195)	(171)	*(24)*	(186)	(166)	*(21)*
Costi del lavoro		(58)	(53)	*(5)*	(58)	(53)	*(5)*
Margine Operativo Lordo		**531**	**529**	***1***	**535**	**534**	***1***
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(278)	(225)	*(53)*	(263)	(223)	*(41)*
Risultato operativo netto		**253**	**304**	***(52)***	**271**	**312**	***(40)***
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(27)	(19)	*(8)*	(27)	(14)	*(14)*
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(2)	5	*(7)*	(0)	0	*(0)*
Risultato prima delle imposte		**223**	**290**	***(67)***	**244**	**298**	***(54)***
Imposte sul reddito	7	(34)	(74)	*40*	(66)	(71)	*4*
Risultato netto attività continue		**190**	**216**	***(26)***	**178**	**227**	***(50)***
Risultato di azionisti terzi		(3)	(2)	*(1)*	(3)	(2)	*(1)*
Risultato netto attività continue di Gruppo		**187**	**214**	***(27)***	**175**	**226**	***(50)***
Risultato netto attività cedute	8	0	(36)	*36*	0	(7)	*7*
Risultato netto di Gruppo		**187**	**179**	***8***	**175**	**219**	***(44)***

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), 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, Regno Unito, Spagna e Stati Uniti;
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici e solari in funzione.

I ricavi *reported* del 2024 sono pari a 738 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2023 (741 milioni), principalmente a seguito di una ventosità riscontrata significativamente inferiore a quella del 2023 e dai minori prezzi di vendita, in parte compensati dal contributo della nuova capacità in esercizio. Il minore scenario di mercato impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di PPA a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.
Si ricorda che i ricavi del 2023 includevano gli effetti correlati agli Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia *(clawback measure and windfall tax)*, che avevano comportato restituzioni nell'esercizio 2023 pari a 12 milioni, mentre si rilevano impatti non significativi nel 2024 (2 milioni) in considerazione dello scenario di mercato.

2 - Altri proventi

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e il parziale rilascio di fondi rischi. A partire dal secondo trimestre 2024 la voce include anche i proventi da PTC (Production Tax Credit), strumento di incentivazione tipico del mercato delle rinnovabili degli Stati Uniti, previsti dagli accordi di Tax Equity Partnership, pari a 18,5 milioni nell'esercizio.

I valori *adjusted* non includono la plusvalenza realizzata dalla vendita di opere d'arte a una parte correlata di ERG S.p.A. a valori di mercato iscritte nel patrimonio immobilizzato della holding ERG S.p.A. pari a 4 milioni.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

La voce include i costi per acquisti di materie prime e ricambi al netto delle variazioni delle rimanenze di magazzino 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, ai canoni di locazione, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori *adjusted* nel 2024 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 7,5 milioni;
- gli accantonamenti al Fondo Business dismessi pari a 1 milione.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti *adjusted* (263 milioni) si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici, in aumento rispetto al 2023 (223 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo (26 milioni, di cui 2 milioni derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sui nuovi asset) e sviluppati internamente (14 milioni).

La voce include gli ammortamenti IFRS 16 pari a 10 milioni nel 2024 (7,4 milioni nel 2023).

Si precisa che i valori *adjusted* non includono:

- le svalutazioni correlate a progetti di Revamping del portafoglio Solare Italia pari a 10 milioni;
- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di un parco eolico del portafoglio Francia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenuta nell'esercizio pari a 2,5 milioni;
- la riduzione del valore dell'asset immobilizzato (1 milione) del parco in Svezia in considerazione del *price adjustment* positivo definito con controparte nel mese di settembre.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti reported del 2024 sono stati pari a 27 milioni, in aumento rispetto al 2023 (19 milioni)[1], principalmente per l'effetto legato all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA (8 milioni), all'effetto perimetro derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sulle acquisizioni del periodo e sui nuovi parchi sviluppati internamente e alla progressiva normalizzazione dei tassi di interesse rispetto a livelli significativamente inferiori alla media storica. Il contributo di quest'ultimo effetto è stato mitigato sia da operazioni di pre-hedge stipulati a condizioni molto favorevoli, sia, in particolare per quanto riguarda l'obbligazione emessa a giugno in prospettiva della scadenza di aprile 2025, per il temporaneo impiego della relativa liquidità.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del 2024 sono stati pari a 27 milioni, in aumento rispetto al 2023 (14 milioni), per le stesse motivazioni sopra commentate.

La voce include gli oneri finanziari relativi all'applicazione dell'IFRS 16 (10,6 milioni nel 2024 rispetto ai 7,2 milioni del 2023) e gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2024 si è attestato all'1,6% rispetto all'1,3% del 2023.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 34 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 74 milioni del 2023 principalmente a seguito del beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione[2] (28 milioni) solo in parte compensato dal venir meno dal 2024 del beneficio fiscale in Italia dell'ACE[3] (Aiuto alla crescita economica).

[1] Si ricorda che nel 2023 gli oneri finanziari netti reported includevano gli oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di due project financing.

[2] Ai sensi dell'art.15 del D.L. n.185/2008

[3] Aiuto alla crescita economica (ACE), abrogato dall'art.5 del D.Lgs. 30 dicembre 2023 n. 216.

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 66 milioni, in diminuzione rispetto ai 71 milioni del 2023, principalmente per i risultati operativi commentati. Si precisa che i valori *adjusted* non includono il beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione (28 milioni).
Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 27% (24% nel 2023).

8 - Risultato netto attività cedute

Il Risultato netto delle attività cedute dell'esercizio 2023 include il risultato della società ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, ceduto in data 17 ottobre 2023.

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.

Stato Patrimoniale riclassificato		**31/12/2024**	**31/12/2023**
(milioni di Euro)			
Capitale immobilizzato	1	4.841	4.023
Capitale circolante operativo netto	2	34	56
Fondi per benefici ai dipendenti		(3)	(4)
Altre attività	3	246	241
Altre passività	4	(873)	(560)
Capitale investito netto		**4.246**	**3.757**
Patrimonio netto di Gruppo		2.147	2.133
Patrimonio netto di terzi	5	76	7
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	**1.793**	**1.445**
Passività per leasing	6	*229*	*172*
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	**2.023**	**1.617**
Mezzi propri e debiti finanziari		**4.246**	**3.757**

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	**Immateriali**	**Materiali**	**Finanziarie**	**Totale**
Capitale immobilizzato al 31/12/2023	**1.403**	**2.569**	**51**	**4.023**
Investimenti	6	228	0	**234**
Variazioni area di consolidamento	250	545	0	**796**
Altre variazioni e disinvestimenti	1	45	(1)	**44**
Ammortamenti	(80)	(197)	0	**(277)**
Right-of-use assets	-	22	-	**22**
Capitale immobilizzato al 31/12/2024	**1.580**	**3.212**	**49**	**4.841**

La riga **Investimenti** si riferisce alle attività di Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica entrati in esercizio nel corso del 2024, alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW) e UK (47 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).
La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto delle acquisizioni avvenute nel corso del periodo in Francia (73,2 MW) e negli Stati Uniti (317 MW).

2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica, la manutenzione degli impianti eolici e fotovoltaici ed altri debiti commerciali.

3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, dal *fair value* positivo degli strumenti derivati di copertura sull'energia elettrica dovute all'andamento del prezzo delle commodities, 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 concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri. La voce include, inoltre, la passività iscritta nei confronti del Tax Equity Partner corrispondente al diritto dello stesso a ricevere i benefici fiscali nel tempo sotto forma, principalmente, di Production tax credit (PTC) e perdite fiscali.

5 - Patrimonio Netto di terzi

Le *minorities* sono relative alla partecipazione non totalitaria (75%) nella partecipazione di diritto statunitense, nella quale è stato conferito il portafoglio eolico e solare acquisito nel 2024, alla partecipazione non totalitaria (59%) in due società solari in Francia[1] e alla partecipazione non totalitaria (78,5%) in Andromeda PV S.r.l.

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.
La passività per leasing, al 31 dicembre 2024, è pari a 229 milioni (172 milioni al 31 dicembre 2023). L'incremento del periodo è principalmente riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni perfezionate negli Stati Uniti ed in Francia nel corso del primo semestre 2024 e all'entrata in operatività dei nuovi parchi eolici sviluppati internamente.

Riepilogo indebitamento del Gruppo	**31/12/2024**	**31/12/2023**
(milioni di Euro)		
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.129	1.999
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(335)	(554)
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	**1.793**	**1.445**
Passività per leasing	229	172
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	**2.023**	**1.617**

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	**31/12/2024**	**31/12/2023**
(milioni di Euro)		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	419	329
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.597	1.606
Totale	**2.016**	**1.935**
Totale Project Financing	144	98
Quota corrente Project Financing	(18)	(17)
Project Financing a medio-lungo termine	**125**	**81**
Crediti finanziari a medio-lungo termine	**(12)**	**(17)**
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	**2.129**	**1.999**
Passività per leasing	**223**	**166**
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	**2.351**	**2.165**

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 31 dicembre 2024 sono pari a 419 milioni e si riferiscono a quattro *Sustainable bilateral linked loans*, di cui uno sottoscritto nel primo trimestre 2024 per 90 milioni nominali. 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).

[4] società acquisite nel mese di gennaio 2024.

I **Debiti finanziari a medio-lungo termine**, pari a 1.597 milioni, si riferiscono principalmente alla passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN), relativi a:

- 500 milioni nominali[1] (della durata di 6 anni a tasso fisso);
- 600 milioni nominali (della durata di 7 anni a tasso fisso);
- 500 milioni nominali (della durata di 10 anni a tasso fisso).

Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (9 milioni).
Il prestito obbligazionario emesso nel 2019 (pari a 500 milioni nominali) è stato riclassificato nell'indebitamento a breve termine in quanto è previsto il rimborso nel mese di aprile 2025. La voce include inoltre passività correlate a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (2 milioni).

I debiti per **Project Financing** pari a 144 milioni[2] al 31 dicembre 2024 sono relativi a:

- finanziamenti per 64 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di due impianti fotovoltaici in Centro Italia;
- finanziamenti per 17 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;
- finanziamenti per 63 milioni erogati per la costruzione di parchi eolici e fotovoltaici in Francia, nell'ambito dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2024.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 12 milioni si riferiscono alla quota a lungo termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse.

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

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	**31/12/2024**	**31/12/2023**
(milioni di Euro)		
Finanziamenti bancari a breve termine	179	132
Quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine	498	0
Altri debiti finanziari a breve termine	30	37
Passività finanziarie a breve termine	**707**	**169**
Disponibilità liquide	(591)	(459)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(460)	(272)
Attività finanziarie a breve termine	**(1.051)**	**(731)**
Project Financing a breve termine	18	17
Disponibilità liquide	(10)	(9)
Project Financing	**9**	**8**
Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	**(335)**	**(554)**
Passività per leasing	**7**	**6**
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	**(329)**	**(548)**

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni riferite a linee di finanziamento a breve termine. Come sopra commentato, la quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine include un prestito obbligazionario (pari a 500 milioni) riclassificato nell'indebitamento a breve termine in quanto è previsto il rimborso entro i prossimi dodici mesi.
Gli **Altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i ratei per interessi passivi su Bond e *Corporate Loans* (26 milioni) oltre ad una passività correlata a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (2,6 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 435 milioni, i ratei attivi per interessi finanziari maturati per 14 milioni, oltre alla quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 7 milioni.

[1] Emesso nel mese di luglio 2024
[2] Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo. L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

	Anno	
(milioni di Euro)	**2024**	**2023**
Margine operativo lordo adjusted	535	534
Variazione capitale circolante	(50)	(33)
Cash Flow operativo	**485**	**501**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(234)	(305)
Acquisizioni di assets e *business combination*	(319)	(184)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	1	6
Altre variazioni e disinvestimenti	(11)	(1)
Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	**(563)**	**(478)**
Proventi (oneri) finanziari	(19)	(6)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	-	(5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
Incasso distribuzione riserve ERG Power [(1)]	-	88
Cash Flow da gestione finanziaria	**(19)**	**77**
Cash Flow da gestione fiscale	**(39)**	**(26)**
Distribuzione dividendi	(152)	(154)
Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(47)	(61)
Altri movimenti di patrimonio netto	(13)	131
Cash Flow da Patrimonio Netto	**(212)**	**(85)**
Variazione area di consolidamento	**-**	**74**
Cash Flow Termo	**-**	**24**
Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"	**1.445**	**1.533**
Variazione netta	*348*	*(87)*
Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	**1.793**	**1.445**
Passività per leasing	*229*	*172*
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	**2.023**	**1.617**

[(1)] Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 è stato perfezionato il closing per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

- Il Cash flow operativo del 2024 è positivo per 485 milioni, in diminuzione rispetto al 2023 (501 milioni) principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.
- Il Cash flow da investimenti del 2024 si riferisce agli impatti correlati all'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW)[1], all'acquisizione in Francia di parchi eolici e fotovoltaici (73 MW), al Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica entrati in esercizio nel corso del 2024, alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW) e UK (47 MW), al Repowering di un parco in Germania (6 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).
- Il Cash flow da gestione finanziaria si riferisce agli interessi maturati nel periodo.
- Il Cash flow da gestione fiscale si riferisce al versamento delle imposte.
- Il Cash flow da Patrimonio Netto si riferisce ai dividendi distribuiti agli azionisti (152 milioni), all'impatto complessivo dei due programmi di acquisto azioni proprie (47 milioni), ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati oltreché alla riserva di traduzione cambi.

La variazione della Passività per Leasing è riconducibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per le acquisizioni negli Stati Uniti e in Francia, avvenute nel corso del 2024 e all'avvio in operatività dei nuovi parchi eolici sviluppati internamente.

[1] L'acquisizione è stata perfezionata nel mese di aprile 2024.

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).

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);

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 cedute relative al business termoelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività 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), al netto dei relativi effetti fiscali.

Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto attività continue adjusted con l'esclusione del risultato degli azionisti terzi.

Gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, con l'inclusione delle operazioni di Merger & Acquisition e non inclusivo dei Right of Use assets.

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 (comprensivo del Right of Use Assets), del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività.

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 inoltre la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.
I dati comparativi al 31 dicembre 2023 si riferiscono al perimetro delle attività continue, escludendo pertanto l'indebitamento del business termoelettrico, ceduto nell'ottobre 2023.

La **leva finanziaria ante IFRS 16** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of Use assets.

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

A partire dal 2024 il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici *adjusted* anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.

Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO *(importi in milioni)*	Note	Anno 2024	2023
Margine operativo lordo		**531**	**529**
Esclusione Special Items:			
Oneri accessori operazioni straordinarie	1	*8*	*4*
Plusvalenza cessione opere d'arte	2	*(4)*	*-*
Accantonamento Fondo Business Dismessi	3	*1*	*1*
Margine operativo lordo adjusted		**535**	**534**

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI *(importi in milioni)*	Anno 2024	2023
Ammortamenti e svalutazioni	**(278)**	**(225)**
Esclusione Special Items:		
Svalutazione Repowering Wind Italia (4)	*10*	*2*
Svalutazione Repowering Wind France (4)	*3*	*-*
Svalutazione Repowering Wind Germany (4)	*1*	*-*
Svalutazione Asset parco eolico Svezia	*1*	*-*
Ammortamenti adjusted	**(263)**	**(223)**

RISULTATO NETTO DI GRUPPO *(importi in milioni)*	Note	Anno 2024	2023
Risultato netto attività continue di Gruppo		**187**	**214**
Esclusione Special Items:			
Esclusione della cessione delle opere d'arte	2	*(3)*	
Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	*7*	*3*
Esclusione oneri correlati a Business dismessi	3	*3*	*(4)*
Esclusione svalutazione Repowering	4	*10*	*2*
Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	*-*	*4*
Esclusione Tax Asset UK e imposta sostitutiva Wind & Solar Italy	6	*(28)*	*6*
Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	7	*-*	*1*
Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		**175**	**226**

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Plusvalenza realizzata dalla vendita di opere d'arte iscritte nel patrimonio immobilizzato della holding ERG S.p.A. a una parte correlata di ERG S.p.A. a valori di mercato.
3. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
4. Svalutazioni correlate agli investimenti ed ai progetti di Revamping e Repowering finalizzati su alcuni parchi del portafoglio Solare Italia ed Eolico Francia.
5. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
6. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
7. 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 semestre 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milione. 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.

Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia *(clawback measures and windfall tax)*
Si ricorda che nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, già descritte nei Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2022 e 2023 e i cui effetti hanno avuto impatto, anche se non significativo, anche sul Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2024.
A seguito dell'andamento dello scenario prezzi nel periodo di riferimento, non si rilevano restituzioni di importo significativo (2 milioni) nell'esercizio2024 dall'applicazione di tali misure.
Si ricorda che, nel 2023, tale impatto negativo era stato pari a 12 milioni sul margine operativo lordo (9 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo).

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

Conto Economico 2024

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	738	-	738
Altri proventi	55	(4)	51
Ricavi totali	**793**	**(4)**	**789**
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(10)	-	(10)
Costi per servizi e altri costi operativi	(195)	8	(187)
Costi del lavoro	(58)	-	(58)
Margine operativo lordo	**531**	**4**	**535**
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(278)	14	(263)
Risultato operativo	**253**	**19**	**271**
Proventi (oneri) finanziari netti	(27)	-	(27)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(2)	2	(0)
Risultato prima delle imposte	**223**	**21**	**244**
Imposte sul reddito	(34)	(33)	(66)
Risultato netto attività continue	**190**	**(12)**	**178**
Risultato di azionisti terzi	(3)	-	(3)
Risultato netto attività continue di Gruppo	**187**	**(12)**	**175**
Risultato netto attività cedute	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	**187**	**(12)**	**175**

Si precisa che, a partire dall'esercizio corrente, i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

Di seguito la riconciliazione degli effetti sopra descritti:

Conto Economico 2023

(milioni di Euro)	Conto economico adjusted *(non inclusivo IFRS 16)*	IFRS 16	Conto economico adjusted (inclusivo IFRS 16)
Ricavi	741		741
Altri proventi	26		26
Ricavi totali	**767**		**767**
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(14)		(14)
Costi per servizi e altri costi operativi	(180)	14	(166)
Costi del lavoro	(53)		(53)
Margine operativo lordo	**520**	**14**	**534**
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(215)	(7)	(223)
Risultato operativo	**305**	**6**	**312**
Proventi (oneri) finanziari netti	(6)	(7)	(14)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)		(0)
Risultato prima delle imposte	**299**	**(1)**	**298**
Imposte sul reddito	(71)		(71)
Risultato netto attività continue	**228**	**(1)**	**227**
Risultato di azionisti terzi	(2)		(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo	**226**	**(1)**	**226**
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(7)		(7)
Risultato netto di Gruppo	**219**	**(1)**	**219**

Altre informazioni

Si fa presente che è in corso un'indagine penale presso la Procura del Tribunale di Milano con riferimento alle attività condotte da una società di investigazione (Equalize S.r.l.), di cui ERG S.p.A. si è avvalsa nell'ambito di una indagine difensiva conseguente ad una segnalazione ricevuta nel corso del 2023 ai sensi delle proprie Linee Guida Whistleblowing e relativa ad eventi di potenziale rilevante gravità in danno all'azienda.

Sulla base delle informazioni disponibili, tale indagine riguarderebbe anche alcuni dipendenti di ERG S.p.A., senza tuttavia alcun coinvolgimento della Società, che rimane ad oggi estranea a qualsiasi contestazione.

Come già evidenziato nel Comunicato Stampa del 28 ottobre 2024, ERG S.p.A. ritiene di aver agito, nello svolgimento della suddetta attività di indagine difensiva, nel pieno rispetto della legge e delle proprie policy aziendali.

Si segnala infine, per completezza, che la Commissione nazionale per le società e la borsa (CONSOB) ha inviato a novembre 2024 alcune richieste di informazioni in relazione alla suddetta indagine, cui la Società ha dato pronto e puntuale riscontro ed a cui la CONSOB non ha allo stato dato ulteriore seguito.

Evoluzione prevedibile della gestione anno 2025

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da volatilità sia dei prezzi di mercato che dei volumi, quest'ultimi dipendenti dalla disponibilità della risorsa naturale, vento e irraggiamento solare. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in aumento nei primi mesi del 2025 rispetto a quanto registrato nel 2024. In termini di risorsa naturale, i primi mesi del 2025 sono stati caratterizzati in Europa da una scarsa ventosità, significativamente inferiore sia rispetto allo stesso periodo del 2024 sia rispetto alle medie storiche. Migliori condizioni sia anemologiche che di irraggiamento sono invece state registrate nei nostri parchi USA.
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, quando 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 2025 rispetto al 2024.

Italia

Il **margine operativo lordo del Wind è previsto in lieve aumento** grazie al pieno contributo derivante dai parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2024 per complessivi 101 MW (177 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti), al maggior valore dell'incentivo GRIN, che nel 2025 si attesta a 55 €/MWh rispetto ai 42 €/MWh del 2024, ed ai maggiori volumi attesi nell'anno nonostante la scarsa ventosità registrata nei primi mesi del 2025. Tali risultati sono in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel 2024 secondo le policy del gruppo.
Il **margine operativo lordo del Solare è previsto in lieve aumento** rispetto al 2024 prevalentemente per effetto dei maggiori volumi derivanti dalle attività di revamping e repowering degli impianti effettuate nel 2024 in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel corso del 2024.
Si stima per il 2025 un **margine operativo lordo Wind & Solar Italia in lieve aumento** rispetto al 2024.

Estero

Il **margine operativo lordo Wind è previsto in forte aumento** rispetto al 2024 principalmente per effetto perimetro derivante dal pieno contributo dell'acquisizione in USA (224 MW) e di due parchi greenfield in Francia (41 MW) entrati nel corso del 2024, oltre all'acquisizione effettuata a gennaio 2025 in UK (43 MW) e alla prevista entrata in esercizio nel primo semestre di un parco *greenfield* in Francia (18 MW) e di un parco *repowering* in Germania (6 MW). La ventosità stimata tiene conto delle produzioni registrate nei primi mesi dell'anno, caratterizzati da scarsa ventosità, mentre per il restante periodo dell'anno è allineata alle medie storiche/statistiche. Nel complesso si stimano volumi superiori ai dati registrati nel 2024.
Il **margine operativo lordo Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2024 principalmente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione US (92 MW) sostanzialmente compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto dei minori prezzi delle coperture a termine.
Il **margine operativo Lordo Wind & Solar all'estero è atteso in deciso aumento** rispetto al 2024.

Guidance 2025

Per l'esercizio 2025, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 540 e 600 milioni, in aumento rispetto al risultato 2024 (535 milioni).
Gli investimenti risultano in un range compreso tra 190 e 240 milioni (553 milioni nel 2024) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK, la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2025 e il 2026.
L'indebitamento finanziario netto adjusted a fine 2025 è atteso nel range tra 1.850 e 1.950 milioni (1.793 milioni a fine 2024), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

Fine Comunicato n.0118-8-2025	Numero di Pagine: 73