



*ERG Power Generation*

# Relazione e Bilanci 2025

al 31 Dicembre 2025

INSPIRING CHANGE TO POWER THE FUTURE





# INDICE

---

<b>1</b>	<b>Relazione sulla Gestione</b>	<b>3</b>
	IL GRUPPO ERG	5
	ORGANI SOCIETARI	5
	PROFILO DEL GRUPPO	6
	AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 31 DICEMBRE 2025	7
	AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 31 DICEMBRE 2025	8
	MODELLO ORGANIZZATIVO	9
	STRATEGIA	10
	VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NELL'ESERCIZIO	11
	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DELL'ESERCIZIO	12
	RISULTATI PER PAESE	27
	RISCHI E INCERTEZZE	39
	PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI	47
	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	53

<b>2</b>	<b>Bilancio Consolidato</b>	<b>63</b>
	AL 31 DICEMBRE 2025 ERG POWER GENERATION	

<b>3</b>	<b>Bilancio Separato</b>	<b>130</b>
	AL 31 DICEMBRE 2025 ERG POWER GENERATION	



# Relazione sulla Gestione



## BASIS OF PREPARATION

### **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. Per una più chiara rappresentazione, i risultati dei settori operativi includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

### **Operazioni di "re-focus geografico" del Gruppo**

In conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, ERG, in data 20 gennaio 2026, ha annunciato il signing e contestuale closing di due importanti operazioni nel Regno Unito ed in Svezia.

ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, controllata da OnPath Energy, storico sviluppatore di impianti rinnovabili attivo nel Regno Unito, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW. In parallelo ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha firmato un accordo con Nordetic AB per la cessione dell'intero capitale di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è stato pari a 70 milioni di Euro, comprensivo dei costi correlati alla cessione dell'asset.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi **reported**, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** commentati nella presente Relazione, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio. Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

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

Nella presente Relazione sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali 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.

### **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.



# IL GRUPPO ERG

## ORGANI SOCIETARI

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>1</sup>

Presidente:	Vittorio Garrone
Amministratore Delegato:	Renato Sturani
Consiglieri:	Italo Giorgio Alfieri Giorgio Coraggioso Michele Pedemonte Andrea Navarra

### COLLEGIO SINDACALE<sup>2</sup>

Presidente:	Fabrizio Cavalli
Sindaci Effettivi:	Luisella Bergero Vincenzo Campo Antico

### SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

<sup>2</sup> Nominato in Assemblea degli Azionisti ERG Power Generation S.p.A in data 22 aprile 2024 per il periodo 2024 – 2026.

<sup>3</sup> Nominata in Assemblea degli Azionisti ERG Power Generation S.p.A in data 22 aprile 2024 per il periodo 2024 – 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.

Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di *Asset Rotation* volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro *“Wind&Solar”*, che si è concretizzato, dopo la cessione del business idroelettrico nel 2022, con la cessione del business termoelettrico a fine 2023, 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 3.974 MW di capacità installata rinnovabile (3.296 MW eolico, 666 MW solare, 12,5 MW Storage), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

### ITALIA

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.649 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 180 MW di potenza installata.

Nel corso dell’esercizio, ERG ha avviato il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo), con una potenza installata di 12,5 MW. L’impianto, entrato in operatività nel corso del mese di novembre, è situato all’interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW).

### ESTERO

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.313 MW.

Nell’eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.603 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), UK (340 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

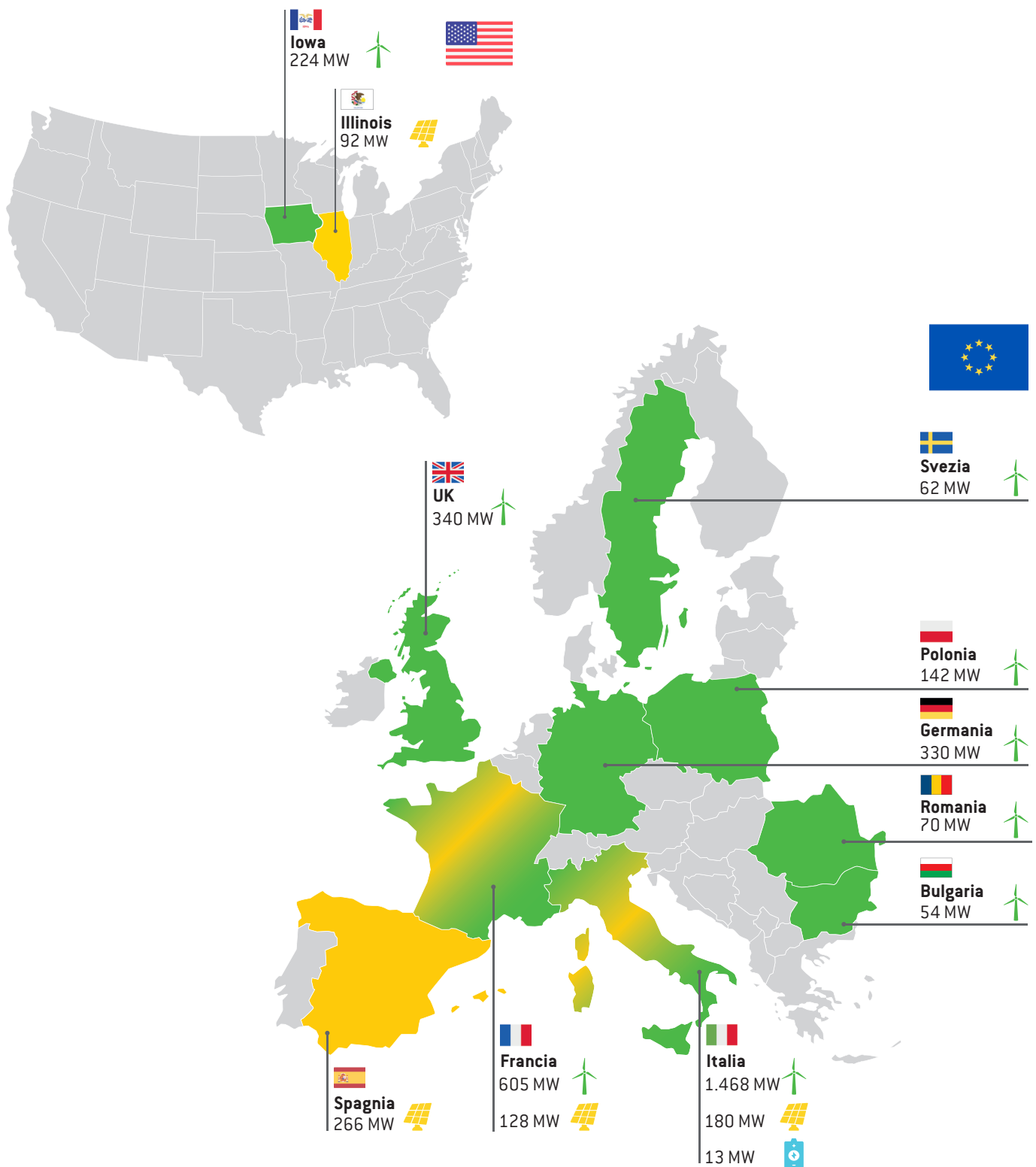
Si precisa che, in conformità con le linee guida del Piano Industriale, che prevedono un riposizionamento geografico, in data 20 gennaio 2026, il Gruppo ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell’Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo, il Gruppo ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 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 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.

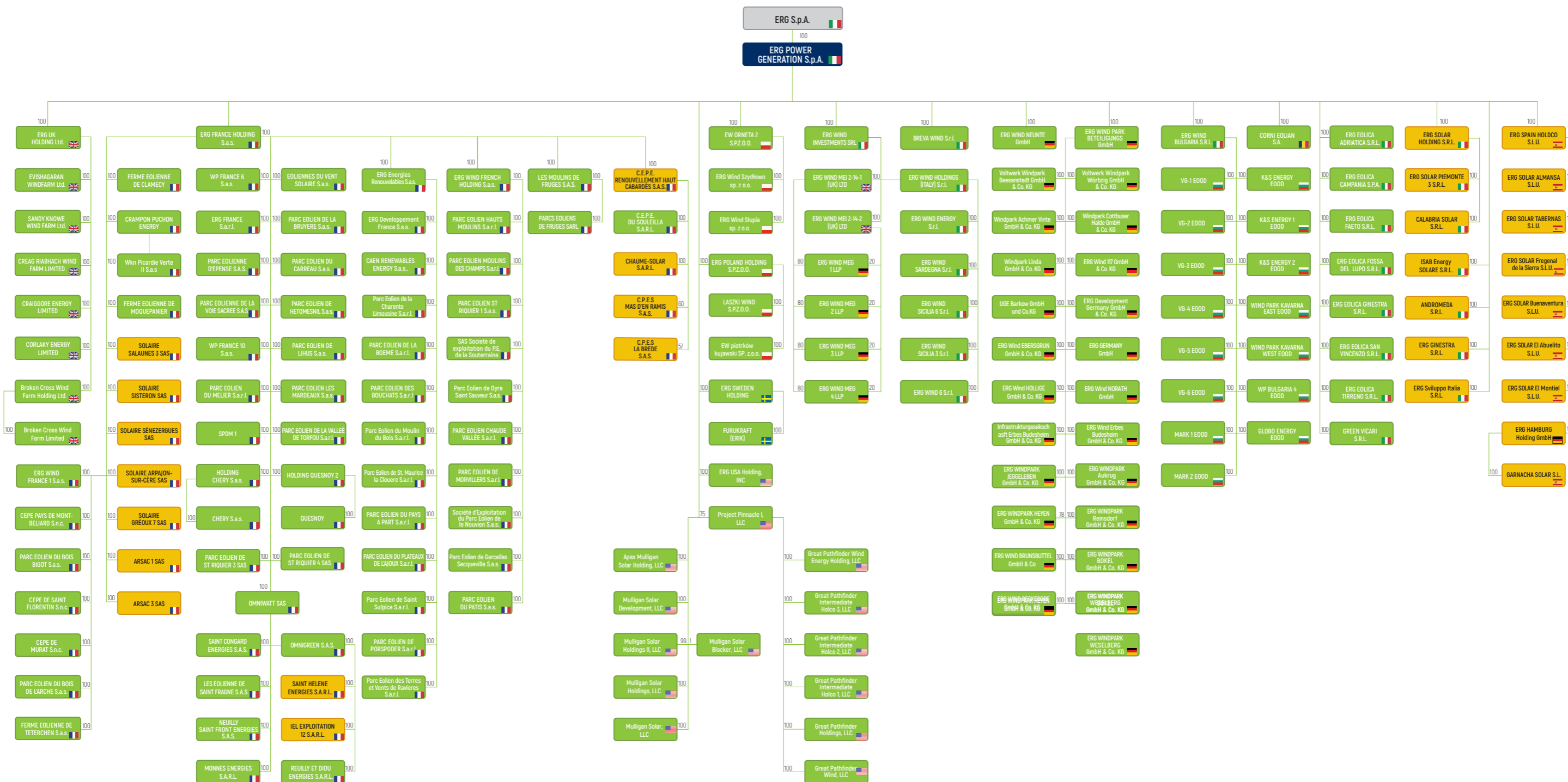
# AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 31 DICEMBRE 2025



La mappa sopraindicata si riferisce alla capacità installata del Gruppo al 31 dicembre 2025.

Nel mese di gennaio 2026, il Gruppo ha aumentato la potenza installata in UK, pari a 413 MW (+73 MW a seguito della recente acquisizione di sette impianti eolici) e, contestualmente, ha ceduto il parco eolico di Furuby in Svezia (62 MW). A seguito di queste due importanti operazioni, avvenute nell'ambito di un riposizionamento geografico, la potenza installata del Gruppo è pari a 3.985 MW (+11 MW rispetto al 31 dicembre 2025).

# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 31 DICEMBRE 2025



## 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 Mergers & 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.

A partire dal 2024, in linea con gli obiettivi del Piano Industriale, il Gruppo ha implementato un percorso evolutivo del proprio modello operativo 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 avviato 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;
  - 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 che è stato soddisfatto mediante la costituzione di uno specifico Gruppo di Lavoro.

# STRATEGIA

Il 2025 si è confermato un anno complesso, caratterizzato da un quadro geopolitico e macroeconomico in rapido mutamento e da una forte volatilità dei prezzi, in un contesto segnato da eventi meteorologici estremi. Parallelamente, il 2025 è stato caratterizzato da un quadro geopolitico in rapido mutamento, che ha influenzato in maniera significativa le dinamiche del mercato dell'energia. Negli Stati Uniti, la nuova amministrazione ha impresso una svolta netta alle politiche ambientali, favorendo i combustibili fossili e ponendo fine alla partecipazione del Paese ad accordi internazionali sul clima, come l'Accordo di Parigi. Sul fronte europeo, sebbene vi sia stata una sostanziale conferma degli obiettivi climatici e dei principi del Green Deal, permangono resistenze a livello politico e si registrano ritardi attuativi nei vari paesi.

Nel corso dell'anno, sono emerse con evidenza due priorità da affrontare nel mercato energetico: da un lato la sicurezza energetica, resa sempre più urgente dalle tensioni geopolitiche e dalla necessità europea di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili importati; dall'altro, la necessità di flessibilità nei mercati elettrici con sistemi di accumulo e infrastrutture di rete, indispensabili per incrementare la resilienza del sistema.

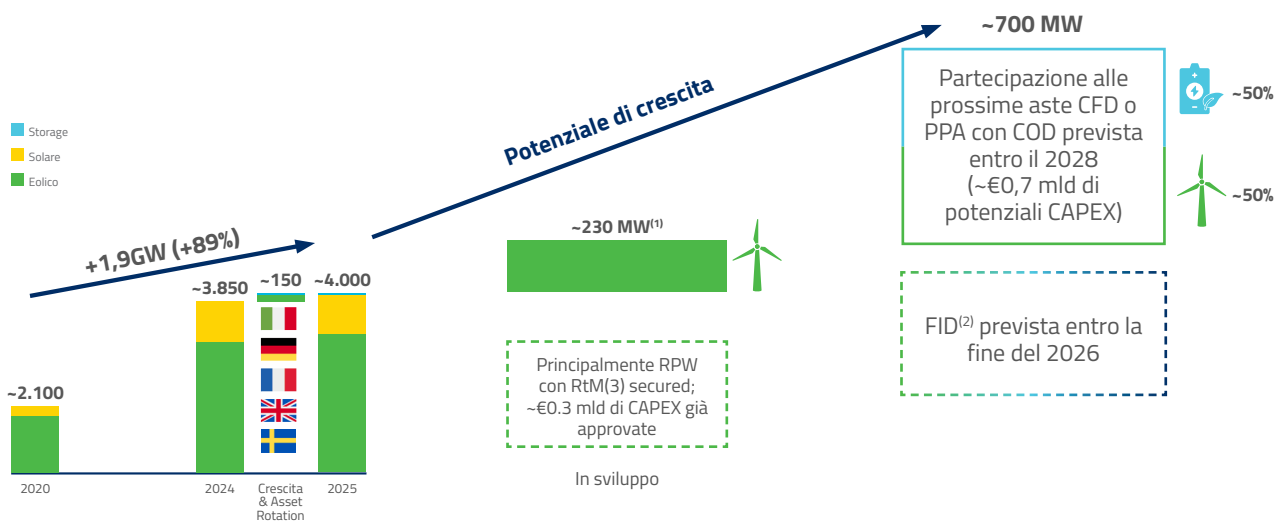
Altro tema fondamentale riguarda l'elettificazione dei consumi. Se da un lato, negli ultimi quindici anni la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta rapidamente, la domanda elettrica europea è rimasta stagnante, se non in calo. Perché la transizione energetica possa funzionare, produzione e domanda elettrica devono crescere in modo bilanciato. Solo ampliando e rendendo più flessibile la domanda elettrica sarà possibile integrare in modo efficiente nuova generazione rinnovabile, rafforzare la sicurezza energetica europea e ridurre la dipendenza dal gas importato.

L'attenzione crescente verso le tecnologie pulite conferma infatti la necessità di proseguire con decisione nel percorso verso un'economia decarbonizzata. L'evoluzione del sistema energetico europeo richiede visione, coerenza regolatoria e infrastrutture adeguate a supportare la transizione.

È in questo contesto che ERG ha confermato il proprio impegno per uno sviluppo sostenibile del portafoglio rinnovabile, adottando un approccio flessibile e selettivo orientato alla qualità e alla creazione di valore. Con un'esperienza industriale di circa 90 anni, ERG riconosce che la transizione elettrica è un percorso imprescindibile per garantire competitività e sicurezza energetica. Per questo ritiene cruciale una politica europea che acceleri l'elettificazione dei consumi, favorisca il rinnovamento delle reti e introduca nuovi meccanismi di mercato in grado di sostenere i futuri investimenti del settore. Solo così potremo contribuire a costruire un futuro più solido e sostenibile per tutti i Paesi in cui operiamo.

ERG ha continuato anche nel 2025 il suo percorso di crescita, sempre secondo l'approccio "Value over Volume" ovvero attraverso una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore.

## Un percorso di crescita solido e sostenibile.



(1) Include capacità installata lorda dei parchi oggetto di RPW (Repowering)

(2) FID = Final Investment Decision, decisione finale di investimento

(3) RtM = Route-to-Market

Il Repowering si conferma centrale nella strategia di business del Gruppo, leader in questa tipologia di intervento fondamentale per la transizione energetica grazie a una pipeline di progetti solida e visibile. Lo sviluppo sarà focalizzato nelle geografie dove siamo già presenti e l'asset rotation potrà rappresentare una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti con l'obiettivo di focalizzarci nei Paesi dove siamo presenti con una dimensione industriale. Puntiamo, altresì, ad aumentare la flessibilità del nostro portafoglio, con lo sviluppo di progetti di battery storage (BESS) che si affiancano allo sviluppo nella tecnologia wind.

Per quanto riguarda la 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 conferma l'impegno a mantenere la struttura finanziaria all'interno dell'attuale classe di rating, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile.

Per il Gruppo la sostenibilità rimane una scelta concreta capace di generare valore a lungo termine sotto il profilo economico e sociale ed è totalmente integrata nel suo business.

Attraverso il Piano ESG allineato ai Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite e articolato in quattro pilastri – Planet, People, Engagement e Governance – ERG ha definito obiettivi condivisi, concreti e misurabili. L'impegno attuale si concentra sul raggiungimento del Net Zero al 2040, sull'uso consapevole delle risorse anche a fini sociali e sulla promozione di politiche di Diversity & Inclusion per un ambiente di lavoro inclusivo.

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NELL'ESERCIZIO

### ▪ Wind – Regno Unito: Broken Cross

In data 16 gennaio 2025 ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo di Share Purchase Agreement (SPA) con BayWa r.e AG (firmato in data 20 dicembre 2024), 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) della durata di 15 anni aggiudicato nell'asta AR4, in linea con la strategia di securizzazione 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. Le due società neoacquisite sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2025.

Nel corso dell'esercizio, sono stati inoltre completati:

- il repowering del parco eolico di Reinsdorf (+3 MW incrementali), con una produzione attesa annua di 11,5 GWh. Tale progetto, che ha già ottenuto in asta una tariffa ventennale, rappresenta il primo intervento di totale rinnovamento tecnologico degli impianti eolici del Gruppo realizzato all'estero.
- la costruzione e l'energizzazione di un nuovo parco eolico sviluppato e costruito internamente dal Gruppo in Francia, nella regione di Pas-de-Calais per una capacità installata complessiva di 18 MW.
- la costruzione e l'energizzazione del parco eolico di Corlacky, in Nord Irlanda, per una capacità installata complessiva di 47 MW.
- il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo). L'impianto, situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW), per una capacità installata complessiva di 12,5 MW.

Si segnala inoltre l'aggiudicazione, nell'ambito della prima procedura d'asta del DM FER-X transitorio, di due progetti di rifacimento integrale (cosiddetto "repowering") per complessivi 141 MW. In particolare, l'assegnazione riguarda il progetto di repowering eolico di Carlentini (Siracusa) per complessivi 97 MW (di cui 81 MW oggetto di ricostruzione totale) e di quello di Greci-Montaguto (Avellino) per una capacità di 44 MW.

### RE-FOCUS GEOGRAFICO PER IL GRUPPO

Come già indicato nelle premesse, in conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, si segnala che, in data 20 gennaio 2026, ERG ha perfezionato l'accordo con OnPath Energy Midco Limited per l'acquisto di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo ERG ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 62 MW.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi **reported**, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** commentati nella presente Relazione, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio. Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO 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 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.
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.
11 marzo 2025	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2024 e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.
28 marzo 2025	Germania	Wind	ERG si è aggiudicata tre aste, con assegnazione di tariffe ventennali ad una via, per la costruzione ed esercizio dei parchi eolici di Heyen, Jeggeleben e Brunsbuttel, per complessivi 40 MW. Annunciato inoltre il completamento della costruzione del repowering del parco eolico di Reinsdorf (6 MW), con una produzione attesa annua di 11,5 GWh. Questo percorso continuerà con il repowering, recentemente autorizzato, del parco di Beckendorf (13 MW). Nel paese è inoltre in costruzione il parco greenfield di Aukrug (22MW), il cui completamento è previsto entro la prima metà del 2026.
08 aprile 2025	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-. In uno scenario energetico e macroeconomico caratterizzato da una crescente volatilità, il rating riflette la solidità del modello di business del Gruppo e del suo portafoglio rinnovabile.
22 aprile 2025	Italia	Corporate	L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2024, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha nominato il nuovo Collegio Sindacale, ha autorizzato l'acquisto fino ad un massimo di 15.032.000 azioni proprie ed ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024.
08 maggio 2025	Francia	Wind	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Picardie I per 18 MW sviluppato e costruito internamente dal Gruppo in Francia, nella regione di Pas-de-Calais. Il nuovo parco beneficia di un contratto per differenza (CFD) della durata di 20 anni.
18 giugno 2025	Italia	Corporate	ERG ha conquistato il gradino più alto del podio dell'"Identity Corporate Index 2025" (ICI), l'indice che analizza l'integrazione dei fattori ESG nei modelli di governance e management aziendale. Nell'edizione 2025 la classifica ha preso in esame 98 società italiane, di cui 22 appartenenti al FTSE MIB.

<b>31 luglio 2025</b>	<b>Regno Unito</b>	<b>Wind</b>	ERG ha completato la costruzione e l'avvio dell'energizzazione del parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord, composto da 11 turbine Vestas V117 da 4,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 47,3 MW.
<b>1° agosto 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	ERG ha sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 15 anni, con il Gruppo A2A, per la fornitura complessiva nel periodo di circa 2,7 TWh di energia rinnovabile da fonte eolica, a partire dal 1° gennaio 2027. L'accordo prevede l'acquisto da parte di A2A di energia pulita prodotta dal parco eolico di ERG di Salemi Castelvetrano in provincia di Trapani, il quarto progetto avviato nell'ambito del programma di Repowering degli impianti del proprio portafoglio.
<b>4 settembre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	ERG ha sottoscritto tre Power Purchase Agreement (PPA) con il Gruppo FS per la fornitura complessiva di 1,2 TWh (185 GWh/anno) di energia rinnovabile a partire dal 1° ottobre 2025. Il primo contratto prevede una durata di 10 anni e la fornitura di 55 GWh/anno, mentre gli altri due una durata di 5 anni e una fornitura rispettivamente di 60 GWh/anno e 70 GWh/anno. L'energia verrà fornita da impianti eolici del portafoglio di ERG in Italia non soggetti a sistemi incentivanti.
<b>21 ottobre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Presentato a Catania, la nuova tettoia solare solidale presso i magazzini di Banco Alimentare della Sicilia, costruita grazie alla donazione dei moduli rigenerati nell'ambito del programma Social Purpose for Solar Revamping che trasformerà il risparmio in aiuti alimentari destinati alle famiglie più fragili.
<b>5 novembre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Storage</b>	ERG annuncia l'avvio del primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo), con una potenza di 12,5 MW, una capacità nominale di accumulo pari a 50 MWh e un ciclo di carica e scarica di circa 4 ore. L'impianto è situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW).
<b>1° dicembre 2025</b>	<b>UK &amp; Nordics</b>	<b>Wind</b>	ERG ha raggiunto, tramite la propria controllata Furukraft AB, un accordo per la sottoscrizione di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con Skellefteå Kraft AB, azienda municipale energetica svedese. L'accordo, con validità dal 1° gennaio 2026, prevede la fornitura di tipo pay as produced di circa 150 GWh annui, per un totale di 1,5 TWh, di energia rinnovabile prodotta dal parco eolico Furuby di ERG.
<b>3 dicembre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Wind</b>	ERG si è aggiudicata tariffe di tipo "pay as produced" della durata di 20 anni nell'ambito della prima procedura d'asta del DM FER X transitorio, con due progetti di rifacimento integrale (cosiddetto "repowering") per complessivi 141 MW. In particolare, l'assegnazione riguarda il progetto di repowering eolico di Carlentini (Siracusa) per complessivi 97 MW (di cui 81 MW oggetto di ricostruzione totale) e di quello di Greci-Montaguto (Avellino) per una capacità di 44 MW. La potenza installata complessiva sarà pari a 141 MW, più che raddoppiata rispetto all'attuale (69 MW), con una produzione attesa media annua stimata di energia di oltre 300 GWh/anno, circa tre volte superiore a quella attuale. L'avvio della costruzione è atteso ad inizio 2026 mentre l'entrata in esercizio di entrambi i parchi è prevista nel corso del 2027.
<b>11 dicembre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	ERG si conferma per il quarto anno consecutivo nella "A List" di CDP (Carbon Disclosure Project). Rispetto all'anno scorso, il Gruppo ha registrato un netto miglioramento nella gestione delle emissioni e negli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG).
<b>12 dicembre 2025</b>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in relazione alle dimissioni rassegnate da Luca Bettonte dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. e membro del Comitato Strategico ( <i>Comunicato Stampa del 14 novembre</i> ), ha provveduto a nominare Paolo Arlandini quale nuovo Consigliere di Amministrazione non esecutivo della Società e membro del Comitato Strategico. Il Consigliere resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A., prevista in data 22 aprile 2026.

## ALTRE INFORMAZIONI

Si ricorda inoltre che, in data 1° luglio 2025 si è perfezionata la scissione parziale proporzionale mediante scorporo della controllante indiretta San Quirico S.p.A. (che ha assunto la denominazione di GARMON S.p.A.) con l'assegnazione di una parte del proprio patrimonio in favore di una società beneficiaria di nuova costituzione, dalla stessa interamente controllata (che ha assunto la denominazione di San Quirico S.p.A.).

Tali variazioni non hanno avuto per la Società alcun impatto diretto, sia con riferimento alla limitata attività di direzione e coordinamento che SQ Renewables S.p.A. continua a svolgere nei confronti della Società che con riferimento al soggetto (ovvero GARMON S.p.A., già San Quirico S.p.A.) che in ultima istanza continua a controllare ERG S.p.A.

# HIGHLIGHTS

(milioni di Euro)	Reported <sup>(1)</sup>		Adjusted <sup>(2)</sup>	
	2025	2024	2025	2024
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>				
Ricavi	744	731	753	737
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>543</b>	<b>549</b>	<b>553</b>	<b>555</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>194</b>	<b>290</b>	<b>281</b>	<b>297</b>
<b>Risultato netto di Gruppo <sup>(3)</sup></b>	<b>104</b>	<b>240</b>	<b>191</b>	<b>211</b>
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>				
<b>Capitale investito netto <sup>(3)</sup></b>	<b>4.173</b>	<b>4.306</b>		
Patrimonio netto	4.058	4.106		
Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) <sup>(4)</sup>	(121)	(28)		
Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) <sup>(4)</sup>	115	200		
Ebitda Margin %	73%	75%		
<b>DATI OPERATIVI</b>				
<b>Totale capacità installata a fine periodo</b>	<b>MW</b>	<b>3.974</b>	<b>3.845</b>	
<b>Nuova capacità installata del periodo</b>	<b>MW</b>	<b>129</b>		
	<i>di cui Italy Wind</i> MW	0		
	<i>di cui Italy Solar</i> MW	5		
	<i>di cui Italy Storage</i> MW	13		
	<i>di cui Estero Wind</i> MW	112		
	<i>di cui Estero Solar</i> MW	0		
<b>Totale produzioni di energia elettrica</b>	<b>GWh</b>	<b>7.241</b>	<b>6.959</b>	
<b>Produzioni legata alla nuova capacità del periodo</b>		<b>772</b>		
	<i>di cui Italy Wind</i> GWh	237		
	<i>di cui Italy Solar</i> GWh	28		
	<i>di cui Italy Storage</i> GWh	460		
	<i>di cui Estero Wind</i> GWh	46		
	<i>di cui Estero Solar</i> GWh			
<b>Margine Operativo Lordo</b>				
	<i>Italy Wind</i>	231	250	
	<i>Italy Solar</i>	96	90	
	<i>Estero Wind</i>	212	192	
	<i>Estero Solar</i>	18	24	
<b>Ricavi netti unitari <sup>(5)</sup></b>	<b>Euro/MWh</b>	<b>99</b>	<b>102</b>	
<b>Investimenti <sup>(6)</sup></b>	<b>milioni di Euro</b>	<b>229</b>	<b>551</b>	
<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<b>Unità</b>	<b>445</b>	<b>434</b>	

(1) Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli special items e le relative imposte correlate. Si precisa negli schemi *reported*, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. I valori economici *reported* del periodo comparativo sono riesposti in applicazione dell'IFRS 5.

(2) Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate e comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese, in corso di cessione alla data di Bilancio.

(3) Il Capitale Investito Netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026.

(4) L'indebitamento finanziario netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026, e 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) 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, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali, a titolo di esempio, costi di sbilanciamento e fee di accesso al mercato.

(6) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2025 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2025 nel Regno Unito (43 MW), mentre il dato comparativo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta negli Stati Uniti di un portafoglio eolico e solare per complessivi 317 MW.

## COMMENTO AI RISULTATI DELL'ESERCIZIO

Nel 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 753 milioni, in aumento rispetto al 2024 (737 milioni), per effetto del pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e da uno scenario prezzi in riduzione a partire dal secondo semestre del 2025.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 7,2 TWh in aumento rispetto al 2024 (7,0 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, Germania, UK e Stati Uniti (+0,8 TWh di cui +0,3 negli USA), parzialmente compensato dalla straordinaria e persistente scarsa ventosità nel corso dell'anno (-0,5 TWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 553 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai 555 milioni (-2 milioni) registrati nel 2024.

### ITALIA

- **Eolico (-19 milioni):** margine operativo lordo pari a 231 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (250 milioni) per effetto delle minori produzioni registrate derivanti da una persistente e significativa minor ventosità del periodo. Tale riduzione risulta parzialmente compensata dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e all'incremento del prezzo dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024). Le produzioni totali risultano pari a 2.462 GWh rispetto ai 2.479 GWh del 2024 per effetto della suddetta marcata minore ventosità (-10% a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset in esercizio (+237 GWh).
- **Solare (+6 milioni):** margine operativo lordo pari a 96 milioni, in aumento rispetto al 2024 (90 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento in parte compensati da prezzi catturati inferiori. Le produzioni sono state pari a 282 GWh, in aumento rispetto ai 241 GWh del 2024.

### ESTERO

- **Eolico (+20 milioni):** margine operativo lordo pari a 212 milioni, in aumento rispetto al 2024 (192 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset e dei migliori prezzi catturati in Est Europa e Francia, in parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Le produzioni totali risultano pari a 3.753 GWh rispetto ai 3.514 GWh del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+460 GWh) in gran parte compensate dalla marcata minore ventosità (-6% a pari perimetro).
- **Solare (-6 milioni):** margine operativo lordo pari a 18 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna in parte compensati dal pieno contributo dei parchi solari in USA e in Francia entrati in esercizio nel corso del 2024. Le produzioni sono state pari a 744 GWh nel 2025 rispetto ai 725 GWh del 2024 in incremento principalmente per il pieno contributo dei parchi in USA e Francia (+46 GWh) compensato dal minor irraggiamento diffuso.

Complessivamente il contributo della capacità installata (circa +62 milioni) è in gran parte compensato dalle minori produzioni registrate pari a circa -47 milioni e dai prezzi di vendita inferiori.

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 281 milioni (297 milioni nel 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 271 milioni, in aumento rispetto al 2024 (258 milioni) principalmente per il pieno contributo nel 2025 degli assets americani (6 milioni)<sup>4</sup> e della nuova capacità acquisita ed installata (10 milioni), solo in parte compensato dal termine della vita utile di alcuni parchi in Italia e Francia (3 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 191 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (211 milioni), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, i maggiori oneri finanziari (+11 milioni) e minori imposte per 11 milioni.

Il **risultato netto di Gruppo reported** è pari a 104 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (243 milioni). Il risultato comprende la svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna (46 milioni), a seguito della procedura di impairment test, la svalutazione dell'asset eolico situato in Svezia, in corso di cessione alla data di bilancio (26 milioni)<sup>5</sup>, oltreché le svalutazioni degli assets eolici, oggetto di Repowering (13,5 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (3 milioni).

<sup>4</sup> Consolidati dal 1° aprile 2024.

<sup>5</sup> Svalutazione rilevata in applicazione dell'IFRS 5 sull'asset eolico svedese (62 MW), ceduto in data 20 gennaio 2026.

Nel 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 229 milioni (551 milioni nel 2024<sup>6</sup>) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), agli interventi di repowering in Francia (23 MW) e Germania (34 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (12,5 MW).

L'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** risulta pari a **-121 milioni**, (-28 milioni al 31 dicembre 2024). La variazione positiva riflette principalmente gli effetti del flusso di cassa operativo del periodo (472 milioni<sup>7</sup>), in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi agli azionisti (76 milioni<sup>8</sup>), dagli investimenti del periodo (229 milioni) e dal pagamento delle imposte (47 milioni).

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 2025, a 236 milioni in aumento rispetto al dato comparativo al 31 dicembre 2024 (228 milioni) per effetto dell'incremento della capacità installata.

## MERCATO DI RIFERIMENTO

### SCENARIO PREZZI

	Anno	
	2025	2024
<b>Scenario prezzi base load (Euro/MWh)</b>		
<b>Italia</b>		
PUN <sup>(1)</sup>	116	109
Tariffa incentivante (GRIN) - Italia	55	42
TTF	36	35
CO <sub>2</sub>	74	65
<b>Estero</b>		
Francia	61	58
Germania	89	78
Polonia	111	107
<i>di cui Energia Elettrica</i>	104	96
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	6	11
Bulgaria	107	103
Romania	137	133
<i>di cui Energia Elettrica</i>	108	104
<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
Irlanda del Nord	115	109
Gran Bretagna	94	85
Spagna	65	63
Svezia SE4	60	50
MISO-MidAm	33	22
MISO-Illinois	39	28

(1) prezzo Unico Nazionale.

6 Il dato comparativo include l'impatto dell'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW complessivi).

7 Include il margine operativo lordo adjusted e la variazione del capitale circolante.

8 Di cui 6 milioni alle minorities.

# QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI E TARIFFE

## INCENTIVI E TARIFFE ITALIA

### Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a  $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$  dove  $P_{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le procedure d'asta e la FIP è del tipo "CFD a due vie" riconoscendo al produttore il differenziale tra la tariffa aggiudicata in asta ed il prezzo di mercato, se più basso della tariffa (oppure retrocedendo al regolatore tale differenza, nei casi di prezzi di mercato superiori alla tariffa). 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. L'ultima asta ai sensi del DM 4 luglio 2019 si è svolta nel novembre 2024.
- Il DM 30 Dicembre 2024 ha introdotto un nuovo meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili (DM FER-X), disciplinando una sola asta nell'anno 2025 con contingenti di potenza differenziati per tecnologia. L'incentivo, regolato mediante meccanismo di CFD a due vie, è riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, in casi particolari quali limitazioni alla produzione richieste dal gestore di rete).
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti senza decurtazione tariffaria, Per incrementi di potenza inferiori al 20% viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9. La riduzione non è prevista per incrementi di potenza maggiori o uguali al 20%

### 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:
  - 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;
  - un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
  - 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.
- Il DM 30 Dicembre 2024 ha introdotto un nuovo meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili (DM FER-X), disciplinando una sola asta nell'anno 2025 con contingenti di potenza differenziati per tecnologia. L'incentivo, regolato mediante meccanismo di CFD a due vie, è riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, in casi particolari quali limitazioni alla produzione richieste dal gestore di rete).
- Rifacimenti ed integrali ricostruzioni possono partecipare alle aste, limitatamente alla nuova sezione di impianto, senza decurtazione tariffaria, Per incrementi di potenza inferiori al 20% viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9, oppure pari a 0,95 nei casi di incrementi di potenza maggiori od uguali al 20%.

## 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. A partire dal 2026 la soglia per la partecipazione alle aste è abbassata a 200kW.

### 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 reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo, di durata fino a 15 anni, è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie).

**Romania  
Eolico**

- 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'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 E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NELL'ESERCIZIO

## UNIONE EUROPEA

### ▪ Obiettivi europei al 2040

La Commissione Europea ha presentato la proposta per il nuovo obiettivo climatico al 2040, fissando una riduzione del 90% delle emissioni nette di gas serra, da implementare tramite modifiche della legge sul clima europea. Il pacchetto si inserisce nel quadro post-2030 e risulta coerente con il CISAF e con la Competitiveness Compass. La proposta introduce un approccio più flessibile rispetto al target 2030 del -55%, prevedendo strumenti di flessibilità tra settori per garantire una transizione economicamente efficiente e socialmente equa. Sono inoltre previsti incentivi per sviluppare un solido mercato delle rimozioni di CO<sub>2</sub>, utili a compensare le emissioni residue nei settori più difficili da abbattere, insieme alla revisione dell'ETS e della normativa LULUCF. Dal 2036 potranno essere utilizzati crediti internazionali di alta qualità. La proposta è ora all'esame del Parlamento e del Consiglio.

### ▪ Clean Industrial Deal and Affordable Energy Action Plan

La Commissione Europea ha presentato il Clean industrial Deal (CID), un piano operativo volto a sostenere la competitività e la resilienza dell'industria europea, accelerando il processo di decarbonizzazione e garantendo allo stesso tempo un futuro sicuro all'industria manifatturiera. Tra i diversi pillars, il piano prevede anche azioni mirate volte a garantire la fornitura di energia rinnovabile a prezzi accessibili. Tra le misure annunciate, il programma pilota volto ad incentivare la sottoscrizione di PPA e a cui la Banca Europea d'Investimento (BEI) farà da garante, la pubblicazione delle nuove linee guida sugli aiuti di Stato e un pacchetto volto a implementare e potenziare le reti europee, con un particolare focus sulle reti transfrontaliere. Tra gli obiettivi di rilievo, il 32% del tasso di elettrificazione entro il 2030 (vs. 23% attuale) e l'installazione di 100 GW rinnovabili entro la stessa data, nonché la riduzione della tassazione sull'elettricità.

### ▪ CISAF – Linee guida sugli aiuti di Stato

La Commissione Europea ha adottato un nuovo quadro per gli aiuti di Stato a sostegno del Clean Industrial Deal, noto come CISAF (Climate, Energy and Environmental State Aid Framework), con l'obiettivo di favorire lo sviluppo dell'energia pulita, la decarbonizzazione industriale e le tecnologie verdi nei Paesi membri.

Il CISAF stabilisce le condizioni in base alle quali gli Stati membri possono concedere aiuti compatibili con le regole europee in materia di concorrenza, permettendo così di sostenere investimenti strategici per la transizione industriale. Il nuovo quadro mira a facilitare l'approvazione rapida degli aiuti da parte della Commissione, con strumenti quali i contratti per differenze (CfD) eletti quale unica forma valida di supporto alle rinnovabili, per accelerarne la diffusione. Il nuovo strumento resterà in vigore fino al 31 dicembre 2030.

### ▪ Phase out gas russo

Il Parlamento Europeo e il Consiglio hanno raggiunto un accordo storico sull'uscita dal gas russo, prevedendo tuttavia un periodo transitorio. Nello specifico, per i contratti di breve durata, il termine ultimo per il gas trasportato via terra scadrà a giugno 2026, mentre per il GNL è previsto ad aprile 2026. Per i contratti di fornitura di lungo termine, invece, tali scadenze sono posticipate a gennaio 2027 per il GNL e a settembre 2027 per il gas via gasdotto. Tuttavia, qualora i target di riempimento delle riserve di gas non dovessero essere raggiunti entro inizio

novembre 2027, sono previste delle deroghe. Il regolamento, oltre a rafforzare il potere di controllo della Commissione, impone agli Stati Membri di dotarsi di piani nazionali per la diversificazione delle proprie forniture.

### ▪ Net Zero Industry Act

La Commissione Europea ha pubblicato quattro atti di rango secondario rientranti nel quadro del Net Zero Industry Act (NZIA). Tali atti sono volti a rendere l'industria europea più resiliente, competitiva e decarbonizzata. Tra le misure adottate l'inclusione dei cd. "non-price criteria" per le aste volte a sostenere la realizzazione di nuovi impianti FER: a partire da Dicembre 2025, tale misura sarà applicabile almeno al 30% del volume delle aste (o a 6GW annui). La Commissione ha stilato una lista di prodotti finali delle tecnologie a emissioni nette zero e della relativa componentistica per cui sono state individuate potenziali dipendenze da paesi terzi, e per cui risulterà necessaria l'applicazione del criterio di "resilienza". Infine, il NZIA permette ai prodotti manifatturieri delle tecnologie a emissioni nette zero di fare domanda per ottenere lo status di "progetto strategico".

### ▪ Grid Package

A fine anno la Commissione ha pubblicato l'atteso pacchetto contenente differenti misure strategiche volte a modernizzare ed espandere le reti europee in linea con gli impegni climatici assunti. Tra gli elementi più rilevanti si sottolinea la semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti rinnovabili, il repowering, le BESS e le reti. In particolare, viene esteso anche alle reti il principio di Interesse Pubblico Prevalente sancito nella RED III. Inoltre, il Grid Package vieta la creazione di ampie zone non idonee alle rinnovabili. Altrettanto attesa è stata la pubblicazione delle linee guida sui CfD a due vie, e la loro integrazione ai PPA. Si tratta di un documento non vincolante volto a promuovere le migliori pratiche relative ai meccanismi di supporto pubblico. In particolare, la Commissione ravvisa l'esigenza di adeguare gli schemi incentivanti ai bisogni del sistema elettrico. A tal proposito le linee guida invitano gli Stati Membri a favorire meccanismi di tipo production-independent piuttosto che production-based.

### ▪ Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Nell'ambito del pacchetto Omnibus, il Consiglio ha adottato un regolamento di modifica del CBAM, che entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2026. Le modifiche introdotte riguardano principalmente profili procedurali e sono finalizzate a ridurre i costi di conformità e ad aumentare la chiarezza normativa, in particolare a beneficio delle PMI. In particolare, è stata introdotta una soglia de *minimis* che esclude dall'ambito di applicazione del CBAM le importazioni fino a 50 tonnellate annue. Sono inoltre previste ulteriori semplificazioni delle procedure di raccolta dei dati.

### ▪ Common Understanding Policy Paper tra UE e UK

Il 19 maggio è stato raggiunto un accordo di cooperazione tra UE e UK in tema di energia e sicurezza energetica mantenendo prioritari gli obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, l'accordo prevede la possibilità di esplorare i termini di una partecipazione inglese al mercato interno dell'energia elettrica europeo. Inoltre, è stato previsto di collegare l'Emission Trading Scheme (ETS) inglese a quello europeo. Tale accordo permetterà di ridurre le barriere alla crescita economica, favorendo prezzi dell'energia più contenuti.

## ITALIA

### ▪ ARERA - risoluzione 128/2025 sulle limitazioni degli impianti FER

A partire dal 1° aprile 2025, ARERA ha esteso il meccanismo di "Mancata produzione eolica" a tutti gli impianti rinnovabili non programmabili, indipendentemente dalla taglia dell'impianto. Ciò permette anche agli impianti PV di ricevere le compensazioni quando subiscono limitazioni da parte di Terna. Sarà cura del GSE provvedere a stabilire la metodologia di calcolo dell'energia producibile, necessaria per determinare le compensazioni. Queste ultime saranno identificate sulla base degli intervalli di 15 minuti (prima si basavano su intervalli orari). Viene poi eliminato l'Indice di Affidabilità (IA) per le fonti FER diverse da quella eolica.

### ▪ Decreto-Legge 21 del 20 febbraio 2026 (c.d. DL Energia/Bollette)

Il Decreto-legge 21/2026, presentandosi come un intervento volto a sostenere famiglie e imprese nella riduzione dei costi energetici, introduce misure che avranno effetti significativi sul comparto energetico e sugli operatori del settore.

Il decreto prevede un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025, l'aliquota è incrementata di due punti percentuali, includendo le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

Il decreto attribuisce ad ARERA il compito di definire un meccanismo di rimborso a favore dei produttori termoelettrici, limitatamente al gas utilizzato per la produzione elettrica immessa in rete, per coprire i costi connessi agli adempimenti ETS ed al trasporto gas, così come valuterà le condotte opportunistiche sul mercato elettrico all'ingrosso ai sensi del REMIT. La norma prescrive che il meccanismo di rimborso del costo ETS dovrà essere preventivamente autorizzato dalla Commissione Europea. Il decreto introduce un servizio di liquidità gestito da ARERA, con l'obiettivo di ridurre lo spread TTF PSV.

Per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 Kw incentivati in Conto Energia (I-IV), viene introdotta l'opzione volontaria di aderire a uno "spalmaincentivi" per i Conti Energia in scadenza dal 2029, insieme alla possibilità di risoluzione entro il 30 settembre 2026. Inoltre, introduce la riforma delle connessioni che prevede il superamento dell'approccio *first come first served*, a favore di un meccanismo più trasparente e non discriminatorio, che favorisce progetti con maggiori probabilità di realizzazione, oltre tempistiche ridotte per l'iter autorizzativo. Con l'entrata in vigore delle nuove regole ARERA, decadono le connessioni rilasciate a impianti non autorizzati o non validati dal gestore di rete. Gli operatori potranno partecipare alle nuove procedure ("open season") senza perdere le attività istruttorie non legate alla soluzione di connessione, e i procedimenti in corso riprenderanno dalla presentazione della nuova soluzione.

Attraverso il decreto viene ampliata la Bachecca PPA GME per la contrattualizzazione a lungo termine di energia rinnovabile con garanzia pubblica di ultima istanza, con premialità per gli impianti ex incentivati selezionati da Acquirente Unico.

### ▪ Decreto-Legge 19 del 28 febbraio 2025 (c.d. D.L. Bollette)

Con una dotazione pari a 3 miliardi di euro, questo provvedimento mira a ridurre l'impatto del caro bollette nei confronti dei clienti vulnerabili, delle PMI e degli energivori. Tra le novità di rilievo, l'eliminazione delle penalità previste per i progetti di repowering che non avevano aderito al cd. "spalma incentivi". Inoltre, per i progetti di repowering sono state previste modifiche relative alle procedure autorizzative. Tra le varie modifiche si sottolinea che la VIA non sia più necessaria qualora l'incremento di potenza risulti essere inferiore a 30 MW e l'impianto venga realizzato all'interno dello stesso perimetro dell'impianto precedente.

Infine, il DL Bollette prevede la creazione di un meccanismo di CfD a 2 vie della durata di 5 anni per gli impianti che hanno terminato gli incentivi, rimangono tuttavia da definire le modalità di applicazione del provvedimento.

### ▪ Evoluzione normativa "Aree idonee":

A 15 maggio 2025, il Tar del Lazio si è pronunciato in merito al DM Aree Idonee, annullandolo nelle parti che prevedono la possibilità e non l'obbligo per le Regioni di riconoscere come aree idonee, le aree indicate all'interno dell'art. 20 del D.lgs. 199/2021. Secondo il Tribunale, il testo non fornisce indicazioni sufficienti e vincolanti alle Regioni, lasciando troppo spazio a interpretazioni diverse e compromettendo così l'uniformità dell'azione sul territorio nazionale.

Tra i punti annullati, il TAR ha colpito in particolare l'articolo che lasciava alle Regioni la facoltà (e non l'obbligo) di confermare le aree idonee già definite a livello nazionale. Inoltre, il TAR ha chiarito che le aree considerate "non idonee" non devono essere viste come automaticamente vietate: i progetti dovranno comunque essere valutati caso per caso. Il governo è intervenuto approvando a novembre il DL Energia. Tale normativa impone alle Regioni di individuare le aree idonee mediante legge regionale, senza possibilità di introdurre criteri più restrittivi rispetto a quelli stabiliti dalla normativa nazionale. Viene ridotta la buffer zone in trono ai complessi industriali, passando da 500 a 350 metri: gli attuali impianti rinnovabili non rientrano in tale definizione. È stata introdotta una definizione di impianto agrivoltaico a cui non si applicano le limitazioni previste per i PV a terra nei terreni agricoli. È stata confermata una clausola di salvaguardia per gli impianti per i quali fosse stata ottenuta una dichiarazione di procedibilità.

### ▪ Correttivo TU FER

Con il D.lgs. 178/2025 il governo è intervenuto per correggere alcuni aspetti procedurali relativi al Testo Unico FER (D.lgs. 190/2024). Nello specifico sono state modificate alcune definizioni, tra cui quella di "infrastruttura essenziale"; è stata ridotta la durata di alcune procedure amministrative, tra cui l'Autorizzazione Unica; ed è stato creato a livello comunale un unico contact point. Positivo l'eliminazione della facoltà dei Comuni di appellarsi alla Presidenza del Consiglio per bloccare i progetti già autorizzati. Sono state inoltre modificate le misure di compensazione territoriale. È importante evidenziare che, per i progetti di *repowering*, la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) può essere utilizzata qualora il nuovo impianto occupi una superficie inferiore al 20% del suolo precedentemente interessato dall'impianto esistente, indipendentemente dall'incremento di capacità installata.

### ▪ DL Polizze catastrofali

Dal 31 marzo 2025, tutte le imprese iscritte al Registro delle Imprese italiano sono obbligate a sottoscrivere una polizza assicurativa contro i danni diretti derivanti da eventi catastrofali naturali. Per le grandi imprese (oltre 250 dipendenti), l'obbligo decorre dalla stessa data ma prevede un periodo transitorio di 90 giorni, fino al 30 giugno 2025, durante il quale sarà comunque possibile accedere a incentivi e contributi pubblici. Le polizze devono essere stipulate con soggetti autorizzati e conformi ai requisiti fissati dal Decreto Ministeriale 18/2025, coprendo tutti i beni aziendali esposti al rischio – come edifici, impianti, macchinari e scorte – da eventi naturali quali terremoti, alluvioni, frane, eruzioni vulcaniche e altre calamità riconosciute dalle autorità competenti.

### ▪ DM FER-X Transitorio

Il Ministero dell'Ambiente (MASE) ha pubblicato il decreto ministeriale volto a definire i criteri di eleggibilità e i meccanismi di funzionamento DM FER-X Transitorio, per cui si è tenuta un'unica asta a settembre 2025. Tale decreto ha previsto la realizzazione di un'asta competitiva al ribasso con contingenti dedicati (fotovoltaico e eolico onshore) per una capacità totale pari a 10GW. A dicembre sono stati pubblicati i risultati dell'asta, che ha evidenziato un alto livello di competitività tra gli operatori. Per quanto concerne la tecnologia fotovoltaica, a fronte di una capacità disponibile di 8GW sono stati assegnati 7,7 GW ad un prezzo medio ponderato pari a 56.825 €/MWh. Per contro, la capacità eolica contrattualizzata è stata pari a 940 MW, su una capacità disponibile pari a 2,5GW. Il

prezzo medio ponderato dei progetti eolici aggiudicatari è stato pari a 72.851€/MWh. Il non raggiungimento dei contingenti obiettivo è stato in gran parte legato al meccanismo dei contingenti dinamici che per favorire la competizione riducevano la quota assegnabile al crescere del prezzo. Il Gruppo ERG è risultato aggiudicatario per i progetti di repowering relativi a Carlentini, Montaguto e Greci, ad un prezzo pari a 74.9 €/MWh. È rilevante notare come circa la metà della capacità eolica assegnata riguardi progetti di repowering, confermando la validità della strategia industriale assunta dal Gruppo ERG.

#### ▪ Aste FER NZIA

A settembre è stato pubblicato l'aggiornamento delle Regole Operative del DM FER-X Transitorio che ha incluso specifiche regole per le aste NZIA riservate agli impianti fotovoltaici con capacità installata superiore ad 1 MW. Dando seguito a quanto previsto dal Regolamento europeo NZIA, sono stati definiti dei *non-price criteria* che premiano la resilienza. In particolare, la normativa italiana ha previsto che almeno uno tra moduli, le celle o inverter non debba essere prodotto o assemblato in Cina o da un'azienda riconducibile ad una proprietà cinese.

#### ▪ Energy Release 2.0

A novembre sono state pubblicate le regole operative per l'implementazione dell'Energy Release, la misura di supporto che mira a concedere agli energivori un prezzo calmierato dell'elettricità (65€/MWh) per tre anni a fronte di un impegno volto a sostenere lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili per una potenza complessiva doppia rispetto all'energia anticipata. A luglio la misura ha ricevuto il via libera dalla Commissione Europea, che, attraverso una Comfort Letter, ha introdotto un'asta competitiva al ribasso per la sottoscrizione di CfD a due vie ventennali con il GSE. Le regole operative hanno specificato che, una volta terminati i vent'anni di restituzione, l'eventuale vantaggio residuo debba essere ripagato attraverso l'estensione degli obblighi contrattuali per un massimo di ulteriori vent'anni, la liquidazione del vantaggio, la cessione degli asset al GSE.

#### ▪ MACSE

Il 30 settembre 2025 si è tenuta la prima asta relativa al MACSE, il nuovo strumento di supporto ideato da Terna per sostenere lo sviluppo delle BESS in Italia. Con tale misura, il TSO mira a garantirsi un elevato livello di flessibilità per gestire le sfide derivanti dalla trasformazione energetica. Il contingente messo ad asta è stato pari a 10 GWh ripartito tra le zone di mercato del centro-sud, sud e isole. Seppure siano previste ulteriori aste negli anni a venire, non è stata ancora pubblicata una programmazione delle stesse. Nonostante il cap price fissato a 37.000€/MWh/anno, il prezzo medio ponderato aggiudicato è stato pari a 12,959€/MWh/anno: l'asta è stata fortemente partecipata, con offerte superiori di oltre quattro volte la capacità richiesta da Terna. La maggior parte della capacità è stata aggiudicata da ENEL ed ENI.

#### ▪ Piano di sviluppo della rete di TERNA

Il piano mira a definire le priorità in termini di infrastrutture prioritarie per la rete elettrica italiana nel periodo 2025-2034. Il piano identifica quelli che sono i progetti prioritari per ottimizzare il funzionamento della rete, favorendo al contempo investimenti in FER e BESS. Con un budget stimato pari a 23 milioni di euro, il piano è destinato a rafforzare la rete nazionale rendendola più sostenibile, indipendente ed efficiente. Tali interventi dovrebbero permettere già a partire dal 2030 di aumentare la capacità di trasferimento interzonale di 7GW. Invece, per quanto riguarda le interconnessioni transfrontaliere, il piano prevede un aumento del 40%.

## GERMANIA

### ▪ Energy Industry Act & Renewable Energy Sources Act

Il Parlamento tedesco ha adottato alcuni provvedimenti volti a modificare l'Energy Industry Act (EnWG) e il Renewable Energy Sources Act (EEG). Tali provvedimenti entreranno in forza il primo marzo 2025. In particolare, i nuovi emendamenti prevedono che i nuovi impianti PV non ricevano più incentivi EEG per l'energia immessa in rete nei periodi di prezzi negativi. Per far fronte alle perdite che tale misura genera, il periodo di compensazione è stato esteso a 20 anni. Per quanto riguarda invece l'eolico onshore, è stata prevista una maggior razionalizzazione dei terreni disponibili, per supportarne lo sviluppo: ciascuna municipalità potrà definire le aree idonee secondo i propri bisogni. Le aree designate per l'eolico onshore, infatti, restano al di sotto dell'obiettivo del 2% in tutti i Länder tedeschi.

### ▪ Implementazione della RED III

Il Parlamento tedesco ha approvato la legge di attuazione della RED III. La normativa velocizza l'iter autorizzativo per gli impianti rinnovabili: le domande possono essere presentate a un'unica autorità e a partire da novembre il processo sarà completamente digitalizzato. Vengono introdotte "zone di accelerazione" per l'eolico onshore, dove turbine e impianti di accumulo possono essere co-locati e autorizzati più rapidamente. L'approvazione dei progetti fuori da queste zone sarà comunque soggetta a tempi certi, da 1 mese a 2 anni. La legge prevede anche procedure semplificate per il repowering, con coinvolgimento rapido delle autorità militari e aeronautiche.

### ▪ Semplificazione per le BESS

Il Parlamento federale tedesco ha approvato un emendamento al Testo Unico dell'Edilizia come parte di un pacchetto omnibus che contiene, fra l'altro, riferimento alle connessioni di rete, e la digitalizzazione delle procedure autorizzative. Per quanto concerne le BESS di potenza maggiore a 1 MW, l'emendamento ha introdotto una procedura di permitting semplificata (entro tre mesi) considerandole di pubblico interesse. Parallelamente va evidenziato che il Parlamento ha abrogato la disposizione che prevedeva una doppia tassazione imposta alle BESS nel momento di carica e scarica dalla rete. Parallelamente, va evidenziato che il Parlamento ha abrogato la disposizione che prevedeva una doppia imposizione tariffaria a carico delle BESS nelle fasi di prelievo e di immissione in rete, rendendole conseguentemente più efficienti sotto il profilo economico.

### ▪ Aiuti di Stato a favore delle industrie tedesche

Il governo ha approvato un pacchetto di misure volto a ridurre il costo delle bollette elettriche per i consumatori industriali e agricoli, attraverso l'introduzione di nuovi sussidi statali pari a 6,5 miliardi di euro per il 2026 e a 26 miliardi di euro complessivi per i successivi quattro anni. Secondo le stime, le tariffe di rete si ridurranno in media di oltre il 50%, passando da 66,50 €/MWh a 28,60 €/MWh. L'obiettivo delle misure è duplice: da un lato sostenere la competitività del sistema industriale tedesco, dall'altro incentivare l'elettrificazione dei consumi industriali.

### ▪ Tassazione energia elettrica

Il Bundesrat ha approvato una serie di modifiche alla Legge sull'Energia Elettrica, in vigore dal 23 dicembre 2025, con l'obiettivo di ridurre gli oneri amministrativi e semplificare il trattamento fiscale per fotovoltaico, sistemi di accumulo e infrastrutture di ricarica, mantenendo al contempo le agevolazioni per industria, agricoltura e silvicoltura ai livelli minimi previsti dall'UE. Le nuove regole riconoscono formalmente gli accumuli come asset di flessibilità, evitando la doppia tassazione dell'energia immessa e prelevata e migliorando la bancabilità dei progetti ibridi. Le batterie e gli operatori FER sono inoltre parzialmente esentati dagli obblighi tipici dei fornitori, mentre gli impianti FV sotto i 2 MW non sono più classificati come "supplier". Viene introdotta una definizione uniforme di "impianto" e abolito il raggruppamento su più siti.

Per la mobilità elettrica, il soggetto passivo diventa l'operatore del punto di ricarica, con esenzione per la ricarica bidirezionale quando l'energia resta onsite. Sono infine rivisti gli elenchi delle tecnologie rinnovabili esenti, da cui escono biomasse, biogas da reflui e gas da discarica.

#### ▪ **Meccanismo di supporto a favore dell'inerzia sintetica**

La Germania è il primo Paese europeo a introdurre un meccanismo di mercato per remunerare la fornitura di inerzia sintetica da parte di impianti con inverter grid-forming, come i sistemi BESS, resi necessari dall'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili. I gestori di rete tedeschi hanno lanciato il primo meccanismo di approvvigionamento *market-based* per la riserva istantanea, uno strumento necessario per garantire la stabilità del sistema elettrico nel lungo periodo. La domanda di questa forma di riserva è in forte crescita a causa dei cambiamenti strutturali del mix elettrico e dei volumi sempre più elevati di scambi transfrontalieri. Con il progressivo *phase-out* delle centrali convenzionali, la fornitura dovrà provenire sempre più da risorse basate su convertitori, come BESS, eolico e fotovoltaico. I volumi di approvvigionamento derivano dal *System Stability Report 2025*, mentre il quadro regolatorio è stato definito dall'Agenzia federale delle reti nell'aprile 2025. Il nuovo schema, attivo dal 22 gennaio 2026 al 31 dicembre 2031, prevede remunerazione a prezzo fisso per la disponibilità di riserva, con contratti da due a dieci anni. L'iniziativa dei TSO tedeschi rappresenta un primo standard europeo nel procurement di riserva istantanea.

## FRANCIA

#### ▪ **PPE3 – Programma pluriennale energetico**

Il governo francese ha pubblicato il decreto 2026 76 del 12 febbraio 2026 relativo alla nuova programmazione energetica, meno ambizioso rispetto alla bozza diffusa nel marzo 2025 sul fronte delle rinnovabili, ma mantenendo gli attesi target di capacità e il calendario delle aste CfD. Restano infatti previste due aste annue da 925 MW ciascuna per l'eolico onshore e aste da 1 GW per il fotovoltaico. Il target eolico al 2030 viene leggermente rivisto al ribasso, da 33 a 31 GW, così come il PV da 54 a 48 GW. Parallelamente, prende forma il modello ibrido di mercato atteso per il settore BESS: da un lato RTE centralizza il monitoraggio dello sviluppo delle soluzioni di flessibilità, con raccomandazioni annuali; dall'altro, il governo integra i sistemi di accumulo nei mercati esistenti: spot, servizi di sistema tramite aste dedicate Enedis/RTE e capacity market aggiornato.

#### ▪ **Legge Finanziaria 2025**

La Legge Finanziaria, legge n°851, è stata approvata a inizio febbraio nonostante la forte frammentazione politica francese. La legge stabilisce il quadro preliminare per i prezzi dell'energia derivante dalla produzione nucleare dopo il 2025, includendo misure relative ai prezzi negativi. L'elettricità prodotta da fonte nucleare sarà venduta sul mercato e tassata al di sopra di una certa soglia di ricavo. Sono attese chiarificazioni circa le richieste di limitazione della produzione, così come per il meccanismo dei prezzi negativi. Secondo la legge, infatti, EDF e le aziende di distribuzione locale che hanno l'obbligo di acquisto possono richiedere ai produttori di ridurre o sospendere la produzione al fine di contenere i costi del sostegno pubblico, prevedendo un indennizzo. Dall'altro lato, viene chiarito in che modo i prezzi di mercato negativi incidano sul pagamento dei premi e in quali circostanze i produttori siano tenuti a sospendere la generazione.

#### ▪ **Legge Finanziaria per il 2026**

La *Loi de finances 2026*, pubblicata il 20 febbraio, contiene misure rilevanti per gli impianti rinnovabili, incluse modifiche all'imposta IFER per fotovoltaico ed eolico. L'articolo 183 inoltre introduce un nuovo meccanismo di *déplafonnement* dei premi negativi: tutti i contratti post 2022 con *complément de rémunération* e un limite

massimo alle somme dovute in caso di premi mensili negativi saranno modificati con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2050. La CRE pubblicherà un parere con gli scenari di prezzo di mercato alla base dei prezzi soglia annuali, specifici per tecnologia. Successivamente, i Ministeri dell'Energia e del Bilancio adotteranno un decreto con i valori definitivi. Eventuali restituzioni relative agli anni 2022–2025 potranno essere determinate una volta conclusa la consultazione e definiti i prezzi soglia da parte dell'Autorità di regolazione competente.

#### ▪ **Compensazione ore negative impianti incentivati**

Nel mese di settembre il Ministero ha pubblicato un nuovo decreto volto a garantire ai produttori beneficiari del meccanismo di *Complément de Rémunération* la compensazione anche durante le ore di prezzo negativo, a condizione che essi si impegnino a adeguare la propria produzione alle esigenze del sistema elettrico, interrompendo l'immissione in rete nei periodi caratterizzati da prezzi negativi. Al fine di preservare un adeguato livello di flessibilità operativa, il governo ha introdotto una buffer zone fino a -0,10 €/MWh, entro la quale gli impianti possono continuare a produrre. Al di sotto di tale soglia, per poter beneficiare della compensazione, gli impianti sono tenuti a cessare l'immissione di energia in rete. È inoltre prevista una finestra temporale di 5 minuti prima e dopo l'evento di prezzo negativo, volta a garantire una maggiore flessibilità di esercizio. Per quanto riguarda invece gli impianti incentivati tramite *Obligation d'Achat*, è ora consentita la partecipazione al mercato del bilanciamento.

#### ▪ **Nuovo decreto sugli impianti eolici onshore in prossimità di siti militari**

Il decreto stabilisce in maniera più trasparente vincoli e restrizioni per la costruzione di impianti eolici onshore vicino alle installazioni militari. In particolare, è vietata la costruzione entro un raggio di 5 km dalle installazioni militari. Tra 5 e 15 km è richiesta un'analisi obbligatoria da parte del Ministero della Difesa. In caso di opposizione, il Ministero delle Forze Armate è ora tenuto a motivare il proprio diniego. Oltre i 15 km, gli impianti sono presumibilmente privi di effetti negativi sugli interessi militari. Superati i 70 km, gli impianti con altezza inferiore ai 200 metri sono considerati compatibili. Il decreto non fornisce indicazioni specifiche sui progetti di repowering. Pur riducendo il potere discrezionale precedentemente attribuito al Ministero della Difesa, il provvedimento mantiene intatto il diritto di veto in specifiche casistiche.

#### ▪ **Aggiornamento TURPE e nuove regole per l'accumulo elettrochimico**

La nuova versione del TURPE 7 introduce una tariffa transitoria e opzionale dedicata ai sistemi di accumulo elettrochimico (BESS), con l'obiettivo di incentivarne un funzionamento più coerente con le esigenze di rete. Applicabile dal 1° agosto 2026, la tariffa può essere scelta volontariamente dagli operatori, che dovranno però mantenerla per almeno 12 mesi. La CRE intende così passare da un modello di utilizzo "market driven" a uno "grid driven", disponibile inizialmente solo in alcune aree della rete caratterizzate da picchi più prevedibili. La deliberazione introduce un meccanismo di prezzo differenziato in funzione del consumo locale e della produzione rinnovabile, consentendo ai BESS di accedere per la prima volta a tariffe opzionali e geolocalizzate, anche negative nelle ore di punta in zone ad alta penetrazione FER. L'obiettivo è valorizzare i servizi offerti dalle batterie, e non più solo penalizzarle tramite costi di accesso. La CRE prevede di estendere questo strumento a tutta la Francia continentale con il TURPE 8.

#### ▪ **Legge No. 2025-127**

Il nuovo decreto, in vigore dal 25 dicembre 2025, autorizza EDF OA a richiedere ai produttori la riduzione o l'arresto della generazione durante i periodi di prezzo negativo. La misura si

applica agli impianti eolici e fotovoltaici a terra di potenza pari o superiore a 10 MW e agli impianti FV su edificio oltre i 12 MW. Le richieste di limitazione devono essere comunicate con un preavviso D 1: fino al 31 dicembre 2027 almeno 30 minuti prima dell'orario di accesso alla rete (ossia entro le 16:30 del giorno precedente), mentre dal 2028 il preavviso sale a 2 ore. I produttori ricevono una compensazione mensile, calcolata come se EDF OA avesse acquistato la produzione stimata nelle fasce in cui si sono conformati: pari al 25% della tariffa per l'eolico e al 47% per il fotovoltaico.

#### ■ **Introduzione capacity market centralizzato**

A gennaio 2026 la Commissione Europea ha approvato il meccanismo di capacity market francese nell'ambito della Regolamentazione sugli Aiuti di Stato. Focus nel nuovo meccanismo sarà la fornitura invernale di energia, a partire dall'inverno 2026/27. RTE si assicurerà la capacità in maniera centralizzata, con l'obiettivo di promuovere nuova capacità ad un costo minimo, per mezzo di price cap intermedi per la capacità esistente e cap sul volume per l'allocazione di contratti pluriennali. Il nuovo meccanismo sarà in vigore per 10 anni, secondo il meccanismo approvato dalla Commissione, salvo futuri cambiamenti e sono previsti contingenti dedicati per batterie e demand-response.

## UK

#### ■ **REMA – Decisione di mantenere il prezzo unico nazionale**

Nell'ambito del programma REMA, il governo stava valutando due approcci generali per la riforma del mercato elettrico all'ingrosso: da un lato, l'introduzione di prezzi zonali, che avrebbero suddiviso il mercato in più zone a livello nazionale; dall'altro, il mantenimento di un prezzo unico nazionale accompagnato da riforme sostanziali e da una maggiore pianificazione strategica e coordinata del sistema. Il governo ha deciso di mantenere un mercato elettrico all'ingrosso con un unico prezzo nazionale valido per tutta la Gran Bretagna, escludendo quindi l'opzione dei prezzi zonali. Verrà invece adottato un approccio ambizioso di riforma del modello nazionale, attraverso un pacchetto coerente di misure che rafforzeranno l'efficacia del sistema attuale. Le riforme mirano a migliorare il coordinamento strategico, fornire segnali più chiari per un'allocazione efficiente degli impianti e aumentare l'efficienza operativa complessiva, garantendo al contempo maggiore stabilità e certezza agli investitori.

#### ■ **Strategia Industriale per il supporto agli energivori**

Il governo ha pubblicato una nuova Strategia Industriale che delinea un piano decennale per stimolare gli investimenti, affrontando due delle principali barriere allo sviluppo industriale: l'alto costo dell'elettricità e i lunghi tempi di attesa per la connessione alla rete. A partire dal 2027, sarà introdotto il British Industrial Competitiveness Scheme, con l'obiettivo di ridurre fino a 40 £/MWh i costi elettrici per oltre 7.000 imprese manifatturiere ad alta intensità energetica. Parallelamente, sarà potenziato il supporto alle industrie più energivore – come quelle dell'acciaio, della chimica e del vetro – aumentando lo sconto sui costi di rete dal 60% al 90% attraverso il programma British Industry Supercharger. Per facilitare l'accesso alla rete nei progetti industriali strategici, sarà inoltre attivato un nuovo servizio, il Connections Accelerator, pensato per velocizzare le connessioni, dando priorità alle iniziative che generano occupazione di qualità e rilevanti benefici economici.

In parallelo alla Strategia Industriale, il governo ha pubblicato anche il Clean Energy Industries Sector Plan, con l'intento di raddoppiare il livello di investimenti annuali nelle industrie dell'energia pulita, portandoli a oltre 30 miliardi di sterline, in linea con il Clean Industrial Deal europeo.

#### ■ **TNUoS tariffs for 2025/26**

Il gestore del sistema energetico della Gran Bretagna, NESO, ha pubblicato le tariffe definitive TNUoS (Transmission Network Use of System) per l'anno tariffario 2025/26, che avrà inizio il 1° aprile 2025 e terminerà il 31 marzo 2026. Poiché non sono state approvate modifiche alla metodologia di calcolo rispetto a quanto previsto nelle tariffe preliminari, non sono stati incorporati ulteriori cambiamenti nelle tariffe finali. Il totale dei ricavi da recuperare ammonta a 5,1 miliardi di sterline, in calo di 416,39 milioni rispetto alla stima preliminare ma in aumento di 898,47 milioni rispetto ai livelli del 2024/25. Per quanto riguarda le tariffe applicate ai produttori di energia, i ricavi previsti da recuperare ammontano a 1,13 miliardi di sterline per il 2025/26, con una riduzione di 33,4 milioni rispetto alla previsione iniziale, attribuibile in gran parte al calo delle entrate derivanti dalle tariffe locali offshore.

Inoltre, nel mese di ottobre l'Autorità regolatoria britannica (Ofgem) ha respinto la proposta di introdurre un meccanismo di cap and floor sulle tariffe TNUoS, ritenendo che tale intervento potesse avere un impatto negativo sulla concorrenza, a causa dei potenziali guadagni e perdite inattesi per i produttori.

#### ■ **Nuova Revisione della GB Pricing Methodology approvata da Ofgem**

Il Regno Unito ha avviato la revisione triennale della "GB Pricing Methodology", che introduce deroghe all'Articolo 6 del Regolamento UE 2019/943, mantenuto nella legislazione nazionale post Brexit. Nel 2025 il TSO NESO ha pubblicato una proposta di aggiornamento della metodologia, poi approvata da Ofgem il 20 maggio. Il nuovo impianto definisce quando applicare il marginal pricing (pay as cleared) per la valorizzazione dell'energia di bilanciamento e in quali casi ricorrere invece a metodi alternativi, con un approccio specifico per il mercato britannico. La metodologia aggiornata disciplina i prezzi dei servizi di bilanciamento legati a FCR, mFRR e RR, escludendo quelli destinati alla graduale eliminazione. L'Appendice B della versione 2.0 indica per ciascun prodotto se il prezzo è pay as cleared o pay as bid. Per il Balancing Mechanism, che resta pay as bid, NESO prevede una revisione strutturale nell'ambito del più ampio programma REMA.

#### ■ **Aggiornamento del codice di rete per migliorare integrazione delle batterie**

La modifica GC0166 al Grid Code, pubblicata da Ofgem il 22 ottobre, introduce nuovi parametri per migliorare l'integrazione dei sistemi di accumulo (BESS) nel Balancing Mechanism. La riforma si collega alla modifica P499 del Balancing & Settlement Code, approvata dal BSC Panel, e introduce tre nuovi elementi chiave: il *Maximum Delivery Offer* (MDO), il *Maximum Delivery Bid* (MDB) e il *Future State of Energy* (FSOE). Questi parametri, di natura dinamica, consentono una rappresentazione più accurata della capacità reale degli Electricity Storage Modules, aumentando la visibilità sul loro stato di carica e favorendone un uso più frequente nell'ordine di dispacciamento, con conseguente riduzione degli skip rate. L'obiettivo è definire una soluzione strutturale per la comunicazione del SoC tra batterie e control room del TSO. L'avvio è previsto per il 5 novembre 2025, mentre l'implementazione della P499 avverrà il 25 giugno 2026.

#### ■ **Finanziamento del meccanismo di supporto alle rinnovabili tramite il bilancio pubblico**

Il governo britannico ha deciso di finanziare parzialmente il meccanismo delle Renewable Obligation (RO) per un periodo di tre anni, spostando una parte significativa dei costi dalle bollette domestiche al bilancio pubblico: con una variazione dell'indicizzazione, da RPI a CPI a partire da anno fiscale 2026-27. Dal 2026 al 2029 lo Stato rimborserà ai fornitori il 75% della quota domestica del sistema RO, con un costo stimato di circa 2,3 miliardi di sterline l'anno. La misura dovrebbe garantire un risparmio medio dell'8% sulle bollette elettriche delle famiglie,

anche se l'intervento resta limitato al triennio indicato. Introdotto come primo schema di sostegno alle rinnovabili del Regno Unito, il RO è finanziato tramite oneri ambientali che, insieme ai prelievi destinati a CfD, Capacity Market e al modello RAB per Sizewell C, sono previsti in forte crescita fino a sfiorare i 19 miliardi di sterline entro il 2030.

## SPAGNA

### ▪ **Modifiche alla regolazione del servizio di controllo della tensione**

A seguito del blackout del 28 aprile, la CNMC, autorità spagnola per la concorrenza e i mercati, ha approvato la risoluzione per lo sviluppo di un servizio di controllo della tensione nel sistema elettrico peninsulare, in vigore dal 27 giugno. Il nuovo quadro rende il controllo della tensione un servizio strutturato, remunerato e soggetto a penalità, con l'obiettivo di istituire nuovi mercati locali in grado di contrattare capacità su base regionale. La Procedura Operativa 7.4 definisce lo standard tecnico che consentirà anche alle fonti rinnovabili di contribuire al controllo della tensione. Le prestazioni di base restano analoghe a quelle attuali, obbligando i generatori a mantenere la capacità di generare o assorbire potenza reattiva a livello delle sbarre d'impianto. È inoltre prevista una modalità di erogazione su setpoint in tempo reale inviati dal gestore di rete, riservata alle installazioni  $\geq 5$  MW connesse alla rete di trasmissione, su base volontaria. In questa direzione, si segnala inoltre che, nel mese di ottobre, la Commissione Nazionale per i Mercati e la Concorrenza (CNMC) ha approvato modifiche urgenti e temporanee alle procedure operative della rete elettrica spagnola, proposte dal TSO, in materia di controllo della tensione. Tali interventi introducono obblighi più stringenti a carico dei produttori, finalizzati a compensare le carenze di riserva a salire e a rafforzare i requisiti di raccolta dei dati.

### ▪ **Finanziamento pubblico a sostegno dello stoccaggio**

A maggio il Ministero della transizione ecologica ha lanciato un programma di finanziamento volto a sostenere lo sviluppo delle batterie in Spagna. Il progetto mira a realizzare impianti della capacità minima di 1MW, standalone o ibrida, che sorgeranno principalmente nelle Comunità Autonome e municipalità meno sviluppate (Andalusia, Castilla-La Mancha, Ceuta, Estremadura e Melilla).

### ▪ **Modifiche del Regimen Especifico a favore dell'ibridizzazione**

Il Ministero è intervenuto sul Regimen Especifico (RECORE) modificando alcuni parametri rilevanti per il calcolo delle ore equivalenti, includendo anche le ore soggette a *curtailment* per limitazioni tecniche o caratterizzate da prezzi negativi, purché tali condizioni si protraggano per almeno sei ore consecutive. Le nuove disposizioni consentono l'integrazione di sistemi di accumulo con impianti esistenti già beneficiari di incentivi. In tal modo, anche i progetti ibridi (FER + BESS) possono accedere ai meccanismi di compensazione. La misura risulta favorevole in quanto contribuisce ad aumentare la flessibilità complessiva del sistema elettrico spagnolo.

### ▪ **Nuove misure di sostegno a favore delle FER e BESS**

A seguito del blackout che ha colpito la Spagna in aprile, con un apposito Decreto Reale, il Ministero della transizione ecologica si è attivato al fine di promuovere lo sviluppo di rinnovabili e di BESS, in particolar modo in configurazione ibrida. Parallelamente, il governo mira a favorire l'elettrificazione dei consumi, con particolare attenzione a quelli industriali, prevedendo una semplificazione delle procedure di connessione. In aggiunta, il Ministero si è impegnato a pubblicare entro nove mesi una roadmap nazionale per favorire i progetti di repowering, definendo specifici obiettivi, strumenti di finanziamento e procedure regolatorie.

### ▪ **Nuova disciplina delle connessioni**

Il nuovo regolamento disciplina la metodologia e le condizioni di accesso e connessione alle reti di trasmissione e distribuzione per gli impianti di domanda elettrica, incluse le installazioni di accumulo, sia nuove sia modificate. La capacità di accesso viene determinata sulla base di tre criteri tecnici: robustezza, comportamento statico della rete e stabilità dinamica, applicati a livello nodale e zonale. Per la domanda convenzionale, la capacità di accesso è ferma e garantisce il diritto alla fornitura continuativa. Per gli accumuli in modalità consumo, la capacità è invece classificata come flessibile e può essere soggetta a limitazioni in tempo reale dal gestore di rete. Il regolamento introduce inoltre limiti di potenza specifici per tensione e sistema e consente l'uso di criteri probabilistici. REE pubblicherà mappe mensili di capacità a partire dal 2 febbraio 2026, data dalla quale la nuova metodologia si applicherà alle richieste di accesso.

## EAST EUROPE

### ▪ **Romania: Proroga del meccanismo di limitazione dei ricavi per produttori e operatori del mercato elettrico**

Il meccanismo di limitazione dei ricavi per produttori e operatori del mercato elettrico e del gas è stato prorogato dal 1° aprile al 30 giugno 2025. Riguarda produttori, trader, aggregatori e controparti di contratti di copertura, con l'esclusione degli impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 2025 e dei fornitori di teleriscaldamento in cogenerazione. Il sistema prevede il prelievo dell'80% dei ricavi eccedenti, calcolati rispetto a un prezzo di riferimento invariato di 400 RON/MWh. Restano esclusi i ricavi dal mercato di bilanciamento, mentre sono ammessi alcuni costi in deduzione, come lo sbilanciamento (fino al 10% per l'eolico) e le coperture finanziarie.

### ▪ **Romania: eliminazione della doppia tassazione per i sistemi di accumulo**

L'ANRE ha approvato le nuove Norme Metodologiche che eliminano la doppia tassazione dell'energia immessa in rete dai sistemi di accumulo, introducendo importanti esenzioni per favorire la diffusione dello storage in Romania. Il provvedimento esenta dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione, distribuzione e dei servizi di sistema l'energia precedentemente stoccata e successivamente reimmessa in rete, oltre a rimuovere l'obbligo di acquistare certificati verdi per tali volumi. Le tariffe di rete erano invece dovute per l'energia autoconsumata dagli stessi sistemi, comprese le perdite tecnologiche. Il regolamento introduce anche una procedura unificata, applicabile agli operatori concessionari e non, e si allinea alle raccomandazioni ACER sul trattamento tariffario differenziato e sugli incentivi alla flessibilità.

### ▪ **Bulgaria: Legge Finanziaria 2025**

L'estensione del massimale dei ricavi per i produttori di energia elettrica al 2025 in Bulgaria, inclusa nel bilancio statale per il 2025, è stata formalmente estesa fino a dicembre 2025. Gli impianti con contratti premium a partire dall'8.10.2022 e premium zero hanno un contributo addizionale calcolato pari al 90% della differenza tra il Prezzo raggiunto sul mercato libero e il vecchio FIT, nessun cambiamento per gli impianti ERG esistenti.

- **Polonia: Aste supplementari per il Capacity Market**

A febbraio è stata adottata una norma che prevede la possibilità di indire aste supplementari (consegna al 2029) qualora il TSO individui delle criticità nell'adeguatezza della generazione.

Tali aste si sono tenute nella seconda metà del 2025.

Particolarmente rilevanti in quanto il meccanismo di sostegno a favore degli impianti a carbone scade nel 2028, rendendo necessario aumentare la nuova capacità contrattualizzata così da garantire la stabilità del sistema. È stata implementata una modifica ai de-rating factor per favorire gli impianti a carbone rispetto alle batterie, che si erano assicurate grandi porzioni di capacità disponibile.

- **Polonia: riforma delle connessioni di rete**

La riforma, in vigore da agosto, mira a rendere il processo di connessione più efficiente e trasparente. Per modifiche tecniche minori è previsto un processo accelerato parallelo. In caso di correzioni di errori di lieve entità commessi durante la fase di application, tali modifiche possono essere effettuate entro 14 giorni dalla notifica, senza alterare i termini previsti per la valutazione originale. Inoltre, viene introdotta una nuova opzione che consente ai richiedenti di richiedere condizioni di connessione per installazioni con potenza inferiore rispetto alla capacità inizialmente prevista, in base alla disponibilità nell'area interessata.

## STATI UNITI

- **Approvazione One Big Beautiful Bill Act**

Il Congresso ha approvato la nuova legge finanziaria proposta dall'amministrazione Trump, introducendo importanti modifiche agli incentivi per le energie rinnovabili previsti dall'Inflation Reduction Act (IRA) adottato sotto l'amministrazione Biden. La normativa stabilisce che, per poter beneficiare degli incentivi dell'IRA, gli impianti dovranno entrare in servizio entro la fine del 2027. Contestualmente, vengono introdotte nuove imposte sui progetti fotovoltaici e eolici, mentre i crediti d'imposta sugli investimenti e sulla produzione precedentemente previsti vengono eliminati, con l'eccezione dei sistemi di accumulo (BESS). La legge prevede inoltre una tassa aggiuntiva per i progetti eolici e fotovoltaici completati dopo il 2027 se realizzati con componenti fabbricati in Cina.

## RISULTATI PER PAESE

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Ricavi adjusted</b>			
<b>Italia</b>	<b>409</b>	<b>418</b>	<b>(9)</b>
<b>Estero</b>	<b>343</b>	<b>319</b>	<b>24</b>
Francia	111	100	11
Germania	45	55	(10)
UK & Nordics	70	54	17
Spagna	18	24	(6)
Est Europa	67	68	(0)
Stati Uniti	31	18	13
<b>Totale ricavi adjusted</b>	<b>752</b>	<b>737</b>	<b>16</b>
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>			
<b>Italia</b>	<b>326</b>	<b>339</b>	<b>(13)</b>
<b>Estero</b>	<b>231</b>	<b>216</b>	<b>14</b>
Francia	65	51	14
Germania	25	34	(9)
UK & Nordics	40	30	9
Spagna	6	15	(9)
Est Europa	50	54	(4)
Stati Uniti	45	32	13
Corporate ERG Power Generation	(5)	(1)	(4)
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>553</b>	<b>555</b>	<b>(2)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>			
<b>Italia</b>	<b>(127)</b>	<b>(124)</b>	<b>(3)</b>
<b>Estero</b>	<b>(143)</b>	<b>(133)</b>	<b>(10)</b>
Francia	(47)	(46)	(2)
Germania	(21)	(21)	0
UK & Nordics	(21)	(17)	(4)
Spagna	(12)	(12)	0
Est Europa	(19)	(19)	(0)
Stati Uniti	(24)	(18)	(5)
Corporate ERG Power Generation	(1)	(1)	(0)
<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>	<b>(271)</b>	<b>(258)</b>	<b>(13)</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>			
<b>Italia</b>	<b>200</b>	<b>215</b>	<b>(16)</b>
<b>Estero</b>	<b>87</b>	<b>83</b>	<b>4</b>
Francia	18	6	12
Germania	4	12	(9)
UK & Nordics	19	13	6
Spagna	(6)	3	(8)
Est Europa	31	35	(4)
Stati Uniti	22	0	22
Corporate ERG Power Generation	(6)	(2)	(4)
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>281</b>	<b>297</b>	<b>(16)</b>
<b>Investimenti<sup>(1)</sup></b>			
<b>Italia</b>	<b>71</b>	<b>135</b>	<b>(65)</b>
<b>Estero</b>	<b>155</b>	<b>413</b>	<b>(258)</b>
Francia	19	142	(123)
Germania	29	9	20
UK & Nordics	106	26	81
Spagna	0	0	0
Est Europa	0	0	0
Stati Uniti	1	236	(235)
Corporate ERG Power Generation	3	2	1
<b>Investimenti</b>	<b>229</b>	<b>551</b>	<b>(321)</b>

(1) includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition. 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 sono influenzati dalle caratteristiche di ventosità e di irraggiamento solare 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 oltre che dai contratti PPA stipulati con controparti private di primario standing.

Nel corso dell'esercizio il gruppo ha avviato il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo). L'impianto, situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW), ha una potenza di 12,5 MW.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.468 MW nell'eolico, 180 MW nel solare e 12,5 MW in impianti di Storage.

	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati Operativi</b>			
<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>1.661</b>	<b>1.643</b>	<b>18</b>
<i>Eolico</i>	1.468	1.468	0
<i>Solare</i>	180	175	5
<i>Storage</i>	13	0	13
<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>2.744</b>	<b>2.720</b>	<b>24</b>
<i>Eolico</i>	2.462	2.479	(17)
<i>Solare</i>	282	241	41
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>			
<i>Eolico</i>	19%	20%	-1%
<i>Solare</i>	18%	16%	2%
<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>144</b>	<b>149</b>	<b>(5)</b>
<i>Eolico</i>	118	125	(7)
<i>Solare</i>	371	399	(29)

(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 2025 la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.744 GWh, di cui 2.462 GWh da fonte eolica e 282 GWh da impianti fotovoltaici, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (2.720 GWh di cui 2.479 da fonte eolica e 241 GWh da fonte solare), per effetto del pieno contributo derivante dagli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 ed al revamping solare, sostanzialmente compensato dalla minore ventosità registrata nel periodo.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>409</b>	<b>418</b>	<b>(9)</b>
<i>Eolico</i>	303	320	(16)
<i>Solare</i>	106	98	8
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>326</b>	<b>339</b>	<b>(13)</b>
<i>Eolico</i>	231	250	(19)
<i>Solare</i>	96	90	6
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(129)</b>	<b>(126)</b>	<b>(3)</b>
<i>Eolico</i>	(84)	(81)	(3)
<i>Solare</i>	(45)	(45)	0
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>197</b>	<b>213</b>	<b>(16)</b>
<i>Eolico</i>	146	168	(22)
<i>Solare</i>	51	45	6
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>74</b>	<b>135</b>	<b>(61)</b>
<i>Eolico</i>	61	116	(55)
<i>Solare</i>	5	11	(6)
<i>Storage</i>	8	8	0
<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>80%</b>	<b>81%</b>	<b>(1%)</b>
<i>Eolico</i>	76%	78%	(2%)
<i>Solare</i>	91%	92%	(1%)

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

I ricavi registrati nel 2025, pari a 409 milioni, risultano in riduzione rispetto al 2024 (418 milioni) per effetto della persistente e significativa minor ventosità del periodo rispetto alle medie storiche e dei minori prezzi catturati solo in parte compensati dal valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024) e dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo. 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, effettuate a prezzi inferiori rispetto a quelli che hanno influenzato il 2024.

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 GRIN e delle coperture, per ERG è stato pari a 118 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al 2024 (125 Euro/MWh).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 371 Euro/MWh (399 Euro/MWh nel 2024) in diminuzione per effetto delle sopraccitate coperture.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Italia del 2025 è pari a 326 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (339 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli ammortamenti del periodo (129 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (126 milioni) per effetto del progressivo contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

### Investimenti

Gli investimenti in Italia del 2025 (74 milioni) si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di repowering su due impianti eolici, alla realizzazione del Progetto di Storage (12,5 MW), alle attività di *Repowering e Revamping* su alcuni impianti solari, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **MASE - linee guida per lo sviluppo del mercato dei contratti di acquisto a lungo termine di energia da fonti rinnovabili (MPPA).**  
Il GME ha ricevuto l'incarico di sviluppare una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione a lungo termine di energia rinnovabile e per stabilire i criteri e le condizioni in base ai quali il GSE potrà assumere il ruolo di garante di ultima istanza. Le modalità operative, i criteri di accesso e le procedure per usufruire della garanzia saranno definiti nelle Regole Operative del GSE, coerentemente con i principi di mercato e nel rispetto di un tetto massimo di spesa pari a 45 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027. ARERA definirà un corrispettivo a carico delle controparti che accederanno alla garanzia e il GSE dovrà presentare al MASE, d'intesa con il GME, una proposta per l'approvazione delle regole operative.
- **ARERA - Implementazione TIDE**  
Il TIDE (Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico), entrato in vigore il 1° gennaio 2025, ha introdotto una riforma profonda del sistema elettrico italiano. La fase transitoria iniziale ha previsto la semplificazione di alcune regole per garantire una transizione graduale. Dal 1° febbraio 2026 è avviata la fase di consolidamento, durante la quale vengono completate le implementazioni previste dal TIDE, includendo gli adeguamenti emersi nel periodo transitorio. Seguirà una fase di assestamento, estesa oltre il 31 dicembre 2026, finalizzata alla piena attuazione del nuovo quadro regolatorio, con l'eccezione delle sezioni riguardanti le macro-zone di sbilanciamento. Tra le novità di rilievo, la separazione dei ruoli tra BRP e BSP, in precedenza entrambi attribuiti all'utente del dispacciamento, insieme all'introduzione della MTU a 15 minuti, elemento fondamentale per l'allineamento ai mercati europei. Anche i meccanismi di supporto quali FER-X transitorio sono stati adattati per garantire la coerenza con il TIDE, così come è stata definita la procedura di adesione alle piattaforme europee MARI e PICASSO.
- **ARERA – Quantificazione del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi**  
ARERA ha ufficialmente determinato – con la Delibera 7/2026/R/efr del 27 gennaio 2026 – il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica per il 2025, ai fini della quantificazione, per l'anno 2026, degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi. Il valore stabilito è di 115,32 €/MWh.
- **ARERA – risoluzione 166/2025 sulla remunerazione della Riserva di Contenimento della Frequenza**  
La riforma definisce i criteri e le metodologie necessarie per estendere anche alle unità di generazione basate su inverter, il meccanismo opzionale di valorizzazione dell'energia fornita per la regolazione primaria di frequenza (FCR).
- **Obblighi adeguamento impianti FER - Risoluzione ARERA 385/2025**  
ARERA ha introdotto nuovi obblighi di adeguamento per gli impianti eolici e fotovoltaici connessi in media tensione, nell'ambito della procedura RIGEDI. Con la Delibera 385/2025, l'Autorità ha approvato le modifiche proposte da Terna all'Allegato A.72 del Codice di Rete, imponendo l'installazione del Controllore Centrale d'Impianto e l'attivazione di funzionalità avanzate. Le scadenze che prevedevano l'adeguamento entro il 28 febbraio 2026 per gli impianti ≥1 MW, senza compensazioni, sono state prorogate di 10 mesi. Le nuove prescrizioni comportano costi rilevanti e non pianificati. Restano aperti i confronti con Terna e ARERA per una possibile revisione degli obblighi e delle tempistiche, con tutti gli operatori che hanno evidenziato criticità.

▪ **ARERA – Risoluzione 566/2025: avvio graduale del procurement di FCR tramite meccanismi di mercato dal 2026**

ARERA introduce il nuovo Allegato A.83 al Codice di Rete, avviando la transizione verso l'approvvigionamento di Frequency Containment Reserve (FCR) tramite procedure di mercato. Il meccanismo entrerà gradualmente in operatività: dal 1° febbraio 2026 Terna avvierà la fase di test per capacità addizionale, mentre fino al 31 luglio 2026 le unità oggi obbligate dovranno continuare a fornire gratuitamente la banda minima di FCR. Dal 1° agosto 2026 al 31 luglio 2028 tale banda sarà progressivamente ridotta, con un parallelo incremento della quota reperita tramite mercato; dal 1° agosto 2028 l'approvvigionamento avverrà esclusivamente tramite aste. È prevista una singola procedura giornaliera dopo la prima asta del MI e prima della fase MSD. Il sistema include reserve price definiti mensilmente (€/MW per quarto d'ora) e la remunerazione dell'energia misurata tramite dispositivi UVRP.

▪ **MASE – Stanziati fondi per lo sviluppo e il potenziamento della rete nelle regioni meno sviluppate**

Il MASE ha stanziato 379 milioni di euro per sostenere l'ampliamento e l'ammodernamento della rete elettrica nelle regioni meno sviluppate del Paese. Il provvedimento, indirizzato a Terna in qualità di unico concessionario della trasmissione nazionale, finanzia interventi per la realizzazione di nuove tratte di rete, la costruzione di stazioni elettriche e il repowering delle infrastrutture esistenti. L'obiettivo è favorire lo sviluppo di una smart grid capace di aumentare la quota di domanda soddisfatta dalla generazione distribuita da fonti rinnovabili, in particolare nel Mezzogiorno. Le regioni ammissibili includono Campania, Calabria, Basilicata, Sardegna, Sicilia, Molise e Puglia. I progetti

dovranno essere completati entro il 2029, con finestra di presentazione delle domande aperta dal 15 settembre 2025 al 15 gennaio 2026. Gli investimenti attesi contribuiranno a liberare ulteriore capacità di rete per l'antegrazione di nuovi impianti FER nel Sud Italia.

▪ **Mercato PPA con il GSE come garante di ultima istanza**

Il MPPA (Mercato per la negoziazione dei Power Purchase Agreement) è la nuova piattaforma organizzata dal GME per la compravendita di contratti di lungo termine (5–10 anni) di energia rinnovabile. Il suo obiettivo è rendere i PPA più accessibili, trasparenti e standardizzati, riducendo i rischi e favorendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Il MPPA è istituito dal Decreto n. 152 del 20 giugno 2025, che fornisce al GME le linee guida per la progettazione della piattaforma e i requisiti per la partecipazione sono in fase di definizione.

▪ **Terna – Rapporto di Adeguatezza Italia (RAI)**

Terna ha pubblicato il Rapporto di Adeguatezza per l'Italia per gli anni 2028, 2030 e 2035. Secondo il TSO italiano, la capacità termoelettrica potrebbe diventare economicamente non sostenibile nel prossimo futuro, aumentando il rischio di non avere sufficiente capacità di generazione. Per far fronte a tale minaccia, Terna invita ad accelerare la realizzazione di impianti FER, a rafforzare la rete e a promuovere lo sviluppo dei sistemi di stoccaggio. Tali misure garantiranno all'Italia di assicurare l'adeguatezza del sistema all'interno dei parametri di sicurezza previsti.

## 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 (1.603 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW, in aumento a seguito dell'entrata in esercizio di un parco sviluppato e costruito internamente per 18 MW), Germania (330 MW), incrementati nel 2025 con il completamento del Repowering di un parco eolico (+3 MW incrementali), Polonia (142 MW), UK & Nordics (402 MW), incrementati, nel corso del 2025, con l'acquisizione di un parco eolico di 43 MW in Scozia e la costruzione e l'avvio del parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord), Romania (70 MW) e 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 e 266 MW in Spagna. Si ricorda inoltre che 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 di cui 224 MW eolico e 92 MW solare).

Come indicato nelle premesse, nel mese di gennaio 2026 il Gruppo ha ceduto gli impianti svedesi in un'operazione di riposizionamento geografico: nella presente Relazione, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** di UK & Nordics comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese che risultava in corso di cessione alla data di Bilancio.

## FRANCIA

	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati operativi</b>			
<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>733</b>	<b>715</b>	<b>18</b>
<i>Eolico</i>	<i>605</i>	<i>87</i>	<i>18</i>
<i>Solare</i>	<i>128</i>	<i>128</i>	<i>0</i>
<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>1.242</b>	<b>1.210</b>	<b>32</b>
<i>Eolico</i>	<i>1.104</i>	<i>1.084</i>	<i>20</i>
<i>Solare</i>	<i>138</i>	<i>126</i>	<i>12</i>
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>			
<i>Eolico</i>	<i>21%</i>	<i>21%</i>	<i>0%</i>
<i>Solare</i>	<i>12%</i>	<i>12%</i>	<i>1%</i>
<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>88</b>	<b>82</b>	<b>6</b>
<i>Eolico</i>	<i>88</i>	<i>82</i>	<i>6</i>
<i>Solare</i>	<i>85</i>	<i>81</i>	<i>5</i>

(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 2025 la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1.242 GWh, di cui 1.104 GWh da fonte eolica e 138 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al 2024 (1.210 GWh di cui 1.084 GWh da fonte eolica e 126 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto dei parchi entrati in operatività progressivamente nel corso del 2024 e del 2025, in parte compensato dalla ventosità inferiore alle medie storiche.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>111</b>	<b>100</b>	<b>11</b>
<i>Eolico</i>	<i>99</i>	<i>90</i>	<i>9</i>
<i>Solare</i>	<i>12</i>	<i>10</i>	<i>2</i>
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>65</b>	<b>51</b>	<b>14</b>
<i>Eolico</i>	<i>59</i>	<i>47</i>	<i>12</i>
<i>Solare</i>	<i>6</i>	<i>4</i>	<i>2</i>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(47)</b>	<b>(46)</b>	<b>(2)</b>
<i>Eolico</i>	<i>(42)</i>	<i>(40)</i>	<i>(2)</i>
<i>Solare</i>	<i>(5)</i>	<i>(6)</i>	<i>1</i>
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
<i>Eolico</i>	<i>17</i>	<i>7</i>	<i>10</i>
<i>Solare</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>19</b>	<b>142</b>	<b>(123)</b>
<i>Eolico</i>	<i>19</i>	<i>113</i>	<i>(94)</i>
<i>Solare</i>	<i>0</i>	<i>29</i>	<i>(29)</i>
<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>58%</b>	<b>51%</b>	<b>7%</b>
<i>Eolico</i>	<i>59%</i>	<i>52%</i>	<i>7%</i>
<i>Solare</i>	<i>51%</i>	<i>42%</i>	<i>9%</i>

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

I ricavi registrati nel 2025 risultano pari a 111 milioni, in aumento rispetto al 2024 (100 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia, solo in parte compensato dalla minor ventosità.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 88 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al 2024 (82 Euro/MWh) per effetto dei migliori prezzi di mercato e delle coperture effettuate in linea con le risk policy di gruppo.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 85 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 81 Euro/MWh del 2024.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Francia del 2025 è pari a 65 milioni, in aumento rispetto al 2024 (51 milioni), principalmente grazie all'effetto perimetro e ai migliori prezzi catturati.

Gli ammortamenti del periodo (47 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (46 milioni) per il contributo dei parchi eolici e fotovoltaici sviluppati internamente.

### Investimenti

Gli investimenti in Francia del 2025 (19 milioni) si riferiscono principalmente alla finalizzazione di un parco eolico *greenfield* (18 MW) entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025 e all'avvio delle attività di costruzione del primo intervento di *repowering* su un parco francese (23 MW). Il dato del 2024 includeva l'effetto dell'acquisizione di un portafoglio eolico e fotovoltaico (84 milioni) avvenuta nel primo trimestre 2024.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

#### ▪ CRE – Allineamento CfD alla granularità del mercato a 15 minuti

La CRE ha pubblicato una delibera con cui raccomanda di allineare i contratti per differenza (CfD) alla futura granularità a 15 minuti. In particolare, propone di passare dal calcolo orario a quello su base 15 minuti per la determinazione del prezzo di riferimento nei CfD, in coerenza con il passaggio del mercato SDAC previsto per il 1° ottobre 2025. A seguito di una consultazione pubblica, la CRE suggerisce di adottare il nuovo metodo di calcolo a partire dal 1° aprile 2026, prevedendo un periodo transitorio a partire dal 1° ottobre 2025 per consentire agli operatori di adattarsi.

#### ▪ CRE – Versamento Nucleare Universale

Dal 1° gennaio 2026 entra infatti in vigore in Francia il nuovo *Versement Nucléaire Universel* (VNU), che sostituisce il meccanismo ARENH e segna un cambiamento strutturale profondo nel mercato elettrico. Il Paese passa infatti da un modello di accesso regolato a volumi nucleari a un sistema basato su *revenue cap*: il VNU non determina un prezzo, ma individua quando i ricavi medi del nucleare di EDF superano un livello ritenuto "ragionevole", applicando un prelievo sul surplus per finanziare crediti ai consumatori. Il meccanismo modifica il modo in cui il valore nucleare viene catturato e redistribuito, introducendo al contempo libertà per EDF di vendere l'energia su tutti i mercati (spot, contratti di lungo termine, PPA nucleari). Ciò accresce la concorrenza per i fornitori e aumenta la necessità di contratti a prezzo fisso, potenzialmente a beneficio delle rinnovabili in scenari di rialzo dei prezzi. La valutazione relativa al livello di prezzo si basa sul rapporto della CRE "Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028", il cui obiettivo è stimare i costi completi di produzione del parco nucleare storico operato da EDF. La CRE ha fissato il costo completo del nucleare storico a 60,3 €/MWh (valore 2026), e i trigger price legati ad incrementi fiscali a 78€/MWh (tassazione del 50% sui ricavi ulteriori) e 110€/

MWh (tassazione del 90% sui ricavi ulteriori). Tali soglie mirano a consentire a EDF di finanziare il rinnovo e l'espansione del parco nucleare e altri investimenti infrastrutturali, evitando al contempo ulteriori pressioni sul debito pubblico.

#### ▪ CRE – modifiche alla regolazione dei Servizi Ancillari di Frequenza

A partire dal 1° febbraio 2025 viene introdotto il principio della domanda elastica per una parte del fabbisogno di riserva secondaria che sarà inviata da RTE alla piattaforma europea PICASSO (prerequisito necessario la partecipazione alla piattaforma PICASSO). A partire dal 1° gennaio 2026, per la riserva secondaria potranno essere presentate solo offerte asimmetriche.

#### ▪ RTE – Outlook al 2035

RTE ha pubblicato l'aggiornamento delle proprie prospettive al 2035, documento preliminare che guiderà il governo nella definizione della PPE e della roadmap nazionale di elettrificazione. L'operatore sottolinea che una rapida elettrificazione consente di allineare più efficacemente domanda e produzione, riducendo i costi complessivi del sistema. Circa 30 GW di progetti industriali, digitali e per l'idrogeno dispongono già di diritti di accesso alla rete: anche un tasso di realizzazione del 60% permetterebbe un'accelerazione significativa della decarbonizzazione. RTE annuncia riforme all'accesso alla rete, maggiore selettività nelle prenotazioni di capacità e l'estensione dei meccanismi "fast track", overbooking e zone prioritarie. L'analisi mostra che una decarbonizzazione rapida riduce i costi di circa 7 €/MWh. Pur in presenza di un surplus attuale, RTE avverte che rischi di sotto-capacità restano più costosi dei rischi di sovra-capacità. Sono confermati, inoltre, investimenti di rete pari a 100 miliardi entro il 2040, necessari anche negli scenari di elettrificazione più lenti.

## GERMANIA - EOLICO

	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati operativi</b>			
Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	330	327	3
Produzioni (GWh)	472	568	(96)
Load Factor % <sup>(2)</sup>	16%	20%	(4%)
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	94	92	2

(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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 472 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (568 GWh) per effetto della persistente marcata minore ventosità registrata nel periodo.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
Ricavi <i>adjusted</i>	45	55	(10)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	25	34	(9)
Ammortamenti e svalutazioni	(21)	(21)	0
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	4	12	(9)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	29	9	20
Ebitda Margin % (1)	55%	61%	(6%)

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

I **ricavi** registrati nel **2025** risultano pari a 45 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (55 milioni), prevalentemente per effetto di una minore ventosità registrata nel periodo in parte compensata dai migliori prezzi catturati grazie al meccanismo incentivante a una via e al contributo del parco oggetto di repowering entrato in esercizio nel corso del 2025.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 94 Euro/MWh, risultano pertanto in lieve aumento rispetto al 2024 (92 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del **2025** risulta pertanto pari a 25 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (34 milioni).

### Investimenti

Gli investimenti in Germania del 2025 (29 milioni) si riferiscono principalmente al completamento delle attività di Repowering di un parco eolico da 6 MW di nuova capacità eolica (+3 MW differenziali) entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025, alla costruzione di impianti eolici per 28 MW e all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici (34 MW).

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

#### ▪ ENTSO-E – Pubblicazione report sulla valutazione delle Bidding Zone

ENTSO-E ha pubblicato il nuovo report sulla valutazione delle Bidding Zone per l'Europa centrale e per i paesi nordici. Mentre per quest'ultimi l'introduzione di bidding zone risulta non essere sostenibile economicamente, in Germania, la proposta di dividere il paese in cinque zone potrebbe comportare importanti dei vantaggi economici a livello di sistema. Molte associazioni di categoria si sono opposte alla valutazione di ENTSO-E criticandone la metodologia, nonché l'attendibilità dei dati utilizzati per le simulazioni (risalenti al 2019). ENTSO-E stessa ritiene necessaria una nuova analisi. Se implementata, tale riforma comporterebbe un rialzo dei prezzi nella maggior parte dei paesi dell'Europa centrale e orientale, a fronte di una riduzione dei prezzi nelle zone settentrionali della Germania. Infine, tale riforma richiederebbe un tempo di implementazione tra i 3 e i 5 anni, nonché una forte volontà politica che attualmente manca. Il governo tedesco ha rigettato la proposta di ENTSO-E, motivandola con la scelta di mantenere la liquidità del mercato e non minare la confidenza degli investitori.

## UK & NORDICS - EOLICO

	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati operativi</b>			
Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	402	311	91
Produzioni (GWh)	711	588	123
Load Factor % <sup>(2)</sup>	20%	22%	(2%)
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	65	60	5

(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 2025 la **produzione di energia elettrica** in UK e Svezia risulta pari a 711 GWh, in aumento rispetto al 2024 (588 GWh), principalmente per effetto perimetro (130 GWh) grazie al contributo del parco acquisito in UK ad inizio 2025 e del parco greenfield costruito internamente in Nord Irlanda ed entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	70	54	17
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	40	30	9
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	(21)	(17)	(4)
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	19	13	6
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	106	26	81
<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	57%	56%	0%

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

I **ricavi** registrati nel 2025 risultano pari a 70 milioni, in aumento rispetto al 2024 (54 milioni), principalmente per gli effetti della nuova capacità in esercizio nel corso del 2025 e ad una maggiore partecipazione al mercato di bilanciamento in Scozia.

I ricavi netti unitari si attestano a 65 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (60 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del 2025 si attesta a 40 milioni, in aumento rispetto al 2024 (30 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (21 milioni) risultano in aumento rispetto al 2024 (17 milioni) per effetto perimetro derivante dell'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025 (43 MW) e dall'entrata in esercizio del parco eolico costruito internamente in Irlanda del Nord (47 MW), entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

### Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics **2025 (106 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di un parco eolico in Scozia (43 MW) e alla costruzione di un nuovo parco eolico in Nord Irlanda entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025 (47 MW).

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

#### ▪ Riforma del processo di gestione della coda di connessione (TMO4+)

È stata approvata l'introduzione del nuovo processo riformato per la gestione delle richieste di connessione alla rete, denominato Target Model Option 4+ (TMO4+). L'obiettivo è riorganizzare la coda di connessione per dare priorità ai progetti che risultano sia "pronti" sia "necessari", in linea con il piano d'azione Clean Power 2030 (CP2030). La riforma prevede la creazione di una coda razionalizzata e coerente con gli obiettivi del CP2030, e comporta modifiche alle licenze di NESO, alla Transmission Standard Licence e alla Distribution Standard Licence.

I progetti devono dimostrare sia un'adeguata "prontezza" sia l'allineamento con gli obiettivi del CP2030 per accedere al Gate 2 e avere quindi la priorità.

#### ▪ Previsioni NESO sulle tariffe TNUoS 2026/27

Il system operator britannico NESO ha pubblicato il Draft Forecast delle tariffe TNUoS per l'anno di applicazione 2026/27, valido dal 1° aprile 2026 al 31 marzo 2027. Il totale dei ricavi da recuperare dai generatori è stimato in 1.23 miliardi di sterline, in diminuzione di circa 40 milioni rispetto alla precedente Five-Year View. Il calo è principalmente attribuito alla riduzione dei ricavi attesi dalle tariffe locali offshore. NESO ha aggiornato anche la base di generazione, ora pari a 102.88 GW, riflettendo la migliore previsione dei progetti in arrivo. Di conseguenza, la tariffa media di generazione prevista scende a 11.95 £/kW, grazie al minor fabbisogno di ricavi e alla maggiore base imponibile. Contestualmente sono stati pubblicati anche i Draft Annual Load Factors per il 2026/27, utili ai generatori per aggiornare le previsioni personalizzate dei propri oneri TNUoS.

#### ▪ DESNZ e Ofgem – stoccaggio di energia elettrica

DESNZ e Ofgem hanno pubblicato un Technical Decision Document congiunto, che conferma lo schema cap and floor per il programma per lo stoccaggio di energia a lunga durata. Tale schema sarà finanziato attraverso le tariffe di rete in caso di attivazione, per

incentivare progetti di accumulo energetico. Il meccanismo si applica esclusivamente a impianti in grado di erogare potenza alla massima capacità in modo continuativo per almeno 8 ore e prevede due canali di accesso: il primo dedicato a tecnologie mature, con una soglia minima di 100 MW, il secondo rivolto a tecnologie in fase pre-commerciale, con una soglia minima di 50 MW. La durata del meccanismo è di 25 anni e per la prima finestra di selezione, aperta fino al 2035, è prevista una capacità complessiva indicativa compresa tra 2,7 e 7,7 GW.

#### ▪ Dipartimento Economia - Riforma delle connessioni: socializzazione dei costi di potenziamento della rete

La riforma approvata dal Dipartimento dell'Economia introduce un cambiamento strutturale nel modello di ripartizione dei costi di connessione alla rete elettrica in Irlanda del Nord, puntando a una socializzazione dei costi di potenziamento della rete di distribuzione. In pratica, chi si collega (famiglie, imprese o produttori) sarà responsabile solo delle opere direttamente necessarie per il proprio punto di connessione, mentre gli interventi di rinforzo della rete verranno ripartiti sull'intera base degli utenti. La misura mira a rimuovere una delle principali barriere allo sviluppo di nuovi allacciamenti, garantendo maggiore equità e prevedibilità per gli investitori e favorendo un accesso più uniforme alla rete. Il Dipartimento ha inoltre chiesto alla Utility Regulator, insieme a NIE Networks, di attuare rapidamente questo nuovo approccio, che segna una svolta verso un sistema più collettivo e meno oneroso per i singoli proponenti.

#### ▪ EirGrid/Soni – Nuova guida per l'implementazione del rebalancing nelle rinnovabili

EirGrid e SONI hanno pubblicato la *Market Participants Guide – A Guide to Rebalancing* dedicata al miglioramento del dispacciamento delle rinnovabili. L'iniziativa mira a rafforzare la capacità dei Control Centres di gestire la generazione eolica e solare, introducendo un approccio più equo all'allocatione di constraint e curtailment.

L'elemento chiave è il meccanismo di *rebalancing*, che consente di riallocare in tempo reale il curtailment tra le unità rinnovabili in base a variazioni delle condizioni meteo e della disponibilità degli impianti. Il processo sarà implementato tramite l'aggiornamento del Wind Dispatch Tool, con nuove funzionalità di dispatch e strumenti di supporto decisionale. La guida illustra le problematiche affrontate

dalla *Scheduling and Dispatch initiative* e i principi applicativi del *rebalancing*. Il documento è indipendente dall'iniziativa SDP\_01, che rimuoverà il priority dispatch per le rinnovabili, ma la cui tempistica resta incerta.

## SPAGNA - SOLARE

	Anno		Δ
	2025	2024	
<b>Risultati operativi</b>			
Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	266	266	0
Produzioni (GWh)	449	479	(30)
Load Factor % <sup>(2)</sup>	19%	21%	(2%)
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	33	47	(14)

(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 **2025** la **produzione di energia elettrica** in Spagna risulta pari a 449 GWh, in contrazione rispetto al 2024 (479 GWh) principalmente per effetto di un minor irraggiamento, per fermi degli impianti nelle ore in cui i prezzi erano negativi e per la partecipazione degli impianti ai mercati dei servizi ancillari.

(milioni di Euro)	Anno		Δ
	2025	2024	
<b>Risultati economici</b>			
Ricavi <i>adjusted</i>	18	24	(6)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	6	15	(9)
Ammortamenti e svalutazioni	(12)	(12)	0
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	(6)	3	(8)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	33%	60%	(27%)

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

I **ricavi** registrati nel **2025** risultano pari a 18 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2024 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori oltre alle sopra citate minori produzioni. I ricavi netti unitari si attestano a 33 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del 2024 (47 Euro/MWh). Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **2025** si attesta a 6 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (15 milioni) a seguito dei minori ricavi.

## EAST EUROPE (POLONIA, ROMANIA E BULGARIA) – EOLICO

	Anno		Δ
	2025	2024	
<b>Risultati operativi</b>			
Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	266	266	-
Produzioni (GWh)	657	710	(54)
Load Factor % <sup>(2)</sup>	28%	30%	(2%)
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	95	87	8

(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 **2025** la **produzione di energia elettrica** in East Europe risulta pari a 657 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (710 GWh) per effetto della minore ventosità registrata.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
Ricavi <i>adjusted</i>	67	68	(0)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	50	54	(4)
Ammortamenti e svalutazioni	(19)	(19)	(0)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	31	35	(4)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	74%	80%	(6%)

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

I ricavi registrati nel 2025 pari a 67 milioni, risultano sostanzialmente in linea al 2024 (68 milioni), principalmente per effetto della sopracitata minor ventosità in parte compensata dall'incremento dei prezzi catturati in Polonia e Bulgaria.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 95 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (87 Euro/MWh) per effetto dei sopracitati maggiori prezzi di vendita dell'energia.

Si precisa che le misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno nel 2024 e poi rinnovate nel 2025 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 fino al 31 marzo 2024, pari a circa 90 €/MWh); tali valori non includono il ricavo da certificato verde pari a 29 Euro/MWh.

Il margine operativo lordo *adjusted* in East Europe del 2025 è pari a 50 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (54 milioni).

Si precisa che i risultati del periodo riflettono il rilascio di fondi rischi e oneri<sup>9</sup> in considerazione del venir 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

##### Introduzione dei prodotti con intervalli di 15 minuti

A marzo è entrata in vigore una modifica rilevante per il funzionamento del mercato elettrico europeo: l'introduzione dei prodotti con intervalli di 15 minuti al posto di quelli orari nell'ambito del market coupling unico (Single Intraday Coupling, SIDC). Questo passaggio rappresenta un'evoluzione importante verso una maggiore granularità degli scambi, in linea con l'obiettivo di migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili e la precisione dell'equilibrio domanda-offerta.

#### Romania

##### OPCOM - Aggiornati prezzi e quota obbligatoria dei Certificati Verdi per il 2026

OPCOM ha pubblicato il calendario delle sessioni di negoziazione e i valori aggiornati dei Certificati Verdi (GC) per il 2026. Come di consueto, l'adeguamento annuale riguarda solo il prezzo in lei, rivisto secondo il tasso di cambio leu/euro, mentre i valori in euro rimangono invariati. Il prezzo minimo di scambio è fissato a 148.2201 lei/GC (29.4 €/GC), mentre il massimo è pari a 176.4525 lei/GC (35 €/GC). Parallelamente, ANRE ha aggiornato la quota obbligatoria di GC per i fornitori nel 2026 a 0.499387 GC/MWh, lievemente superiore rispetto allo 0.496 GC/MWh del 2025. Aumenta anche il consumo elettrico finale previsto, ora pari a 48.7 TWh. In assenza di novità regolatorie sui meccanismi di prezzo, gli impianti idonei continueranno a essere remunerati al valore minimo anche nel 2026.

<sup>9</sup> Il dato 2025 riflette il rilascio di fondi rischi per 4 milioni (di cui circa 3 milioni in Romania e 1,5 milioni in Polonia), mentre il dato comparativo rifletteva il parziale rilascio di fondi rischi per circa 9 milioni, di cui 6 milioni in Romania relativamente ai Certificati Verdi e 3 milioni in Polonia relativamente alle misure di clawback.

## STATI UNITI – EOLICO E SOLARE

Si ricorda che i dati del 2024 riflettevano gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare acquisito negli Stati Uniti a partire dal 1° aprile 2024.

	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati operativi</b>			
<b>Potenza installata (MW)<sup>(1)</sup></b>	<b>317</b>	<b>317</b>	<b>0</b>
<i>Eolico</i>	224	224	0
<i>Solare</i>	92	92	0
<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>966</b>	<b>684</b>	<b>282</b>
<i>Eolico</i>	809	563	247
<i>Solare</i>	156	121	36
<b>Load Factor %<sup>(2)</sup></b>			
<i>Eolico</i>	41%	29%	13%
<i>Solare</i>	19%	15%	4%
<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>(0)</b>
<i>Eolico</i>	22	22	1
<i>Solare</i>	46	47	(1)
<b>Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>(0)</b>
<i>Eolico</i>	51	52	(0)
<i>Solare</i>	46	47	(1)

(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 2025 la **produzione di energia elettrica** in Stati Uniti risulta pari a 966 GWh (di cui 809 GWh da fonte eolica e 156 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al 2024 (684 GWh, di cui 563 da fonte eolica e 121 da impianti fotovoltaici) nel quale gli asset americani avevano contribuito a partire dal 1° aprile 2024.

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 22 Euro/MWh (51 Euro/MWh includendo i PTC), in linea rispetto al 2024, mentre quelli da fonte solare a 46 Euro/MWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2024 (47 Euro/MWh), e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

(milioni di Euro)	Anno		
	2025	2024	Δ
<b>Risultati economici</b>			
<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>31</b>	<b>18</b>	<b>13</b>
<i>Eolico</i>	22	12	10
<i>Solare</i>	9	6	3
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>45</b>	<b>32</b>	<b>13</b>
<i>Eolico</i>	39	27	12
<i>Solare</i>	6	5	1
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(24)</b>	<b>(18)</b>	<b>(5)</b>
<i>Eolico</i>	(20)	(16)	(4)
<i>Solare</i>	(4)	(3)	(1)
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>8</b>
<i>Eolico</i>	19	12	7
<i>Solare</i>	3	2	0
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>1</b>	<b>236</b>	<b>(235)</b>
<i>Eolico</i>	0	182	(182)
<i>Solare</i>	0	54	(53)
<b>Ricavi <i>adjusted</i> e Altri proventi (PTC)</b>	<b>56</b>	<b>36</b>	<b>27</b>
<i>Eolico</i>	47	31	23
<i>Solare</i>	9	6	3

I ricavi registrati nel 2025 risultano pari a 31 milioni, in aumento rispetto al 2024 (18 milioni) principalmente per effetto della piena contribuzione degli assets nell'anno rispetto al periodo comparativo che rifletteva il consolidamento dal 1° aprile del 2024. La voce comprende inoltre il rilascio positivo del *fair value* dei PPA per la quota di competenza del periodo.

I ricavi e altri proventi (PTC) risultano pari a 56 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 25 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 2025 è pari a 45 milioni, in aumento rispetto al 2024 (32 milioni) principalmente grazie all'effetto perimetro di cui sopra. Si ricorda che il dato 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".

##### ▪ Ordine ER25-579-000 relativo alla revisione delle tariffe

La FERC ha approvato le modifiche proposte da MISO al proprio *Open Access Transmission, Energy and Operating Reserve Markets Tariff*, relative alla revisione del valore del Value of Lost Load (VOLL), che rappresenta il prezzo massimo che i consumatori sarebbero disposti a pagare pur di evitare un'interruzione del servizio elettrico, ed è calcolato sulla base della disponibilità a pagare dei consumatori più sensibili a tali interruzioni. MISO potrà quindi innalzare il VOLL a 10.000 \$/MWh, quasi tre volte il valore attuale di 3.500 \$/MWh, a partire dal 30 settembre. Il VOLL sarà utilizzato come tetto massimo per i prezzi marginali zonali (*locational marginal prices*) e i prezzi di mercato durante eventi di interruzione del carico (*load-shedding*).

##### ▪ Notice 2025 42: chiariti i requisiti per avviare i lavori e accedere ai tax credit per eolico e fotovoltaico

La Notice 2025 42 fornisce indicazioni aggiornate sui criteri per considerare iniziata la costruzione di impianti eolici e fotovoltaici ai fini dell'accesso ai tax credit statunitensi. I progetti che avviano i lavori entro il 2 settembre 2025 possono qualificarsi sia tramite l'avvio di attività fisiche significative sia sostenendo almeno il 5% dei costi. Dopo tale data e fino al 4 luglio 2026, i progetti sopra 1.5 MW devono necessariamente dimostrare l'avvio tramite lavori fisici, mentre gli impianti FV fino a 1.5 MW possono continuare a qualificarsi con la regola del 5% dei costi di progetto.

Tutti i progetti che non avranno iniziato la costruzione entro il 4 luglio 2026 dovranno entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2027. La guidance, meno restrittiva del previsto, offre maggiore certezza agli sviluppatori e non incide sulle regole per tecnologie diverse da eolico e solare.

##### ▪ FERC – Nuovi standard di affidabilità per gli impianti rinnovabili basati su inverter

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha approvato nuovi standard di affidabilità dedicati alle inverter-based resources (IBR), principalmente impianti eolici e fotovoltaici, a fronte della loro crescente penetrazione nel sistema elettrico statunitense. Le regole rappresentano una tappa del percorso avviato con l'Order No. 901 del 2023, con cui FERC aveva incaricato NERC di sviluppare una serie strutturata di requisiti specifici per queste tecnologie. I nuovi standard impongono agli impianti IBR di rimanere connessi alla rete durante disturbi di tensione e frequenza, garantendo capacità di "ride-through" analoghe a quelle dei generatori sincroni. L'obiettivo è colmare gap regolatori esistenti e assicurare che le rinnovabili soddisfino aspettative di affidabilità comparabili a quelle delle fonti tradizionali.

# RISCHI E INCERTEZZE

Tra le principali attività di Assessment e Gestione dei rischi svolte nell'ambito dell'Enterprise Risk Management, si segnalano: (i) L'identificazione e la valutazione dei principali rischi legati al Piano industriale, nonché la definizione delle rispettive Risk Policy; (ii) La verifica continua del funzionamento e dell'efficacia del processo di gestione dei rischi; (iii) La condivisione con tutto il management del Gruppo dei risultati dei Risk Assessment semestrali. Il modello ERM è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera e si applica a tutte le Società del Gruppo ERG.

Si evidenzia che, l'Enterprise Risk Management è volto a contribuire in modo proattivo ed integrato alla salvaguardia del patrimonio sociale del Gruppo ERG e ad una efficiente ed efficace conduzione del Business in linea con le strategie definite dal Consiglio di Amministrazione, tenendo in adeguata considerazione i rischi attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, con una visione organica e complessiva.

È opportuno evidenziare che, alla data di predisposizione della presente Relazione, non si prevedono particolari rischi e incertezze, oltre quelli menzionati nel documento, che possano determinare conseguenze significative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo ERG.

In considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di febbraio 2022 in Ucraina, il management continua a monitorare eventuali criticità ed impatti che il conflitto potrebbe avere sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito e di sicurezza degli impianti.

Per quanto riguarda il **rischio credito** non esistono posizioni aperte direttamente con controparti di diritto russe e ucraine.

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

Nel corso del 2025, lo scenario macroeconomico globale ha continuato a essere caratterizzato da una crescita moderata. Il contesto rimane fortemente influenzato dalle continue tensioni commerciali internazionali, dall'elevata incertezza geopolitica e dalle vulnerabilità strutturali che limitano il potenziale di espansione delle principali economie avanzate ed emergenti.

Questo scenario riflette principalmente:

- l'impatto restrittivo delle politiche tariffarie statunitensi, che hanno aumentato i costi del commercio internazionale;
- una contrazione degli investimenti privati in risposta a un contesto normativo e politico più incerto;
- la persistente fragilità geopolitica, compresi i recenti sviluppi in Medio Oriente, Venezuela e le tensioni tra i paesi europei e gli Stati Uniti sulla Groenlandia, che potrebbero rappresentare un ulteriore fattore di rischio.

Nel corso del 2025, i prezzi dell'energia hanno mostrato una tendenza generale al rialzo, sebbene caratterizzata da un'elevata volatilità. Le prospettive rimangono fortemente influenzate da fattori quali:

- l'evoluzione delle politiche energetiche internazionali;
- le dinamiche della domanda e dell'offerta nei mercati globali;
- le tensioni geopolitiche in aree strategiche per l'approvvigionamento di petrolio e gas.

Questi fattori comportano un rischio significativo di aumento dei costi energetici, con potenziali ripercussioni sull'inflazione, sulla redditività delle imprese ad alta intensità energetica e sul potere d'acquisto delle famiglie.

Nel giugno 2025, la Banca centrale europea ha annunciato un ulteriore taglio dei tassi di riferimento di 25 punti base, proseguendo il ciclo di allentamento monetario iniziato a metà del 2024 in risposta a una serie di shock eccezionali (pandemia, conflitto in Ucraina, crisi energetica).

ERG, in considerazione della propria operatività, adotta una classificazione dei rischi ai quali è esposto che prevede quattro categorie: Strategici, Finanziari, Operativi e di Compliance.

	<b>Strategici</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Disponibilità delle risorse Rinnovabili</li> <li>▪ Evoluzione contesto regolatorio</li> <li>▪ Climate Change</li> <li>▪ Nuovi Investimenti</li> <li>▪ Rischi connessi al Rating della Capogruppo e Reputation</li> </ul>
	<b>Finanziari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rischio Prezzo (Commodity)</li> <li>▪ Liquidità</li> <li>▪ Credito e Controparti</li> <li>▪ Tasso di Cambio e Tassi di interesse</li> <li>▪ Contenziosi</li> </ul>
	<b>Operativi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE)</li> <li>▪ ICT e Cyber Security</li> <li>▪ Continuità del servizio</li> <li>▪ Human Capital</li> <li>▪ Procurement e Supply Chain</li> </ul>
	<b>Compliance</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Normativa Anticorruzione</li> <li>▪ Paese</li> </ul>

## RISCHI STRATEGICI

### Disponibilità delle risorse Rinnovabili

Il rischio fa riferimento all'eventualità che il Gruppo possa incorrere in danni economici derivanti dalla volatilità dei volumi di generazione di Energia Elettrica, con particolare riferimento alla produzione rinnovabile ed alla disponibilità delle risorse naturali (quali Vento e Sole).

Il rischio viene mitigato attraverso:

- La diversificazione tecnologica degli impianti rinnovabili (e.g. Eolico e Solare) e la diversificazione geografica dei parchi di produzione che permettono di ridurre sia l'impatto che la probabilità di accadimento;
- La programmazione dei fermi degli impianti rinnovabili in funzione dei periodi di basso apporto delle fonti rinnovabili che permette di ridurre l'impatto;
- L'utilizzo di strumenti di forecasting meteorologico più accurati per definire i piani di produzione che permettono di migliorare le strategie di gestione del Rischio Volume nel breve termine.

È inoltre previsto l'utilizzo di modelli statistici di analisi del rischio che permettono di quantificarne gli impatti economici nell'orizzonte di piano.

### Evoluzione del contesto regolatorio

Si definisce tale il rischio legato all'evoluzione del contesto normativo e regolatorio nazionale, internazionale ed unionale che, in considerazione del forte grado di regolamentazione del business in cui il Gruppo opera, può determinare impatti economici negativi sul business in essere o di potenziale interesse.

Rientrano in questa categoria, ad esempio, la possibilità che nei Paesi in cui opera ERG siano adottate misure (market change e/o windfall taxes) volte a ridurre il prezzo percepito dalle fonti rinnovabili e conseguentemente abbassare i costi di approvvigionamento per il sistema (interventi che prevedono la restituzione del prezzo percepito da alcune categorie di impianti rinnovabili e tassazione dei cosiddetti extraprofiti degli operatori del settore energy). Il Gruppo monitora continuamente l'evoluzione del quadro regolatorio nei Paesi in cui è presente, al fine di prevenire e/o mitigarne gli effetti sulle diverse aree di business, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede, sia a livello locale, che a livello Paese, che a livello Europeo, il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore attraverso la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore e la predisposizione di specifici "position paper" per comunicare la propria posizione a riguardo.

A tal fine, il Gruppo ERG ha costituito specifiche Unità Organizzative dedicate al monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa nazionale ed internazionale di riferimento che monitorano l'evoluzione del quadro regolatorio nei paesi in cui è presente. Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative, si segnalano in particolare:

- la riforma del Mercato Elettrico sia a livello Europeo che nei diversi Paesi in cui il Gruppo opera;
- l'adozione di misure volte a ridurre il costo dell'energia elettrica attraverso specifici interventi (es. D.L. Bollette in Italia) con potenziale impatto negativo sui prezzi di vendita percepiti dagli impianti rinnovabili
- la riforma dei sistemi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili nei Paesi in cui il Gruppo opera (es. passaggio da FIT a FiP; modifiche nei sistemi delle Aste; Direttive Europee; Linee Guida sugli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia);
- la certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- l'implementazione dell'European Green Deal e degli altri pacchetti adottati a livello unionale per la decarbonizzazione e la security of supply dell'energia, nonché dei relativi Piani nazionali di attuazione;

- le norme per ottenere e mantenere le autorizzazioni e i permessi per la costruzione e l'esercizio degli impianti Rinnovabili, nonché gli incentivi ad essi associati.

### Climate Change

Il rischio relativo al climate change identifica la possibilità che variazioni climatiche nel breve, medio e lungo periodo possano avere impatti sul business di ERG con conseguenze dal punto di vista economico-finanziario in termini di (alcuni esempi): diminuzione della disponibilità di risorse rinnovabili (vento e sole); limitazioni o impedimenti all'operatività, aumento dei costi di O&M, aumento dei costi di assicurazione, maggiori oneri di compliance, etc. Per contrastare il cambiamento climatico già in atto, l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) ha messo in luce nelle sue pubblicazioni gli effetti che il riscaldamento globale potrà avere e in parte sta già avendo sul pianeta (tra gli altri – intensificarsi delle ondate di calore e di eventi meteorologici estremi, l'innalzamento del livello del mare, l'assottigliamento del ghiaccio marino artico e dei ghiacciai continentali) e l'importanza di limitare l'innalzamento delle temperature medie sotto i 2°C. Il percorso per raggiungere questo traguardo richiede interventi tempestivi in tutti i settori dell'economia e dell'industria su scala mondiale ed il settore dell'Energia rappresenta uno dei fattori chiave per garantire la sostenibilità del pianeta.

A giugno 2017, la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD), ha pubblicato una serie di raccomandazioni sulla rendicontazione dei rischi e delle relative opportunità, riprese anche dalla Commissione Europea nella pubblicazione di giugno 2019: le linee guida del TCFD richiedono di dare disclosure relativamente a quattro aree tematiche: Governance, Strategy, Risk Management, e Metrics & Targets.

In considerazione di quanto sopra il Gruppo ha effettuato considerazioni circa i principali rischi connessi ai cambiamenti climatici nonché ai relativi possibili impatti sulle diverse aree di business aziendale. Nel biennio 2023/2024 il Gruppo ha inoltre condotto uno studio interno per valutare dal punto di vista quantitativo come i cambiamenti climatici possano influenzare la produzione annuale degli asset eolici e solari. In particolare, per gli asset eolici l'analisi indica che, in generale, i rischi di una diminuzione della velocità media del vento, con particolare riferimento a un orizzonte di medio termine (a 10-15 anni) sono relativamente contenuti. Sulla base di analisi storico/statistiche della variazione percentuale della velocità del vento, sono prevedibili basse fluttuazioni nella produzione di energia, che possono avere sia un impatto positivo (incrementando la produzione) sia negativo (riducendo la produzione). Tuttavia, fluttuazioni di questa entità della risorsa vento sono già fattorizzate nelle serie storiche alla base delle stime di produzione riflesse nel Piano Industriale. Con riferimento agli asset solari, l'analisi indica che il riscaldamento globale antropogenico sta alterando la circolazione atmosferica su scala regionale, con un impatto sulle risorse solari nei vari Paesi.

Le incertezze derivano dai modelli ma anche dalle politiche future e dalla loro attuazione; in generale, nell'orizzonte di breve termine l'aumento medio dell'irraggiamento potrebbe essere significativo e quindi ci si potrebbe aspettare un impatto molto significativo sulla produzione di energia solare.

Secondo l'approccio del Gruppo, i rischi generati dal Climate Change si possono ricondurre alle seguenti principali tipologie:

- Variazione degli apporti da fonti rinnovabili (vento e sole) che possono avere impatti sul business di ERG con conseguenze dal punto di vista economico-finanziario nel medio/lungo termine derivanti dalle possibili minori produzioni. Alla luce delle incertezze circa i potenziali effetti di un inasprimento delle condizioni climatiche nei territori in cui ERG è presente e dei potenziali effetti compensativi derivanti dalla sempre maggiore complementarità geografica del Gruppo, non si è ritenuto opportuno riflettere alcun effetto negativo nei Business Plan di medio (Piano Mercato) e lungo periodo (impairment test).

- Eventi catastrofici riferito in particolare a fenomeni fisici “acuti” e “cronici” legati ad eventi naturali estremi che possono provocare danni agli impianti produttivi impattando sulla Business Continuity. Rientrano nella categoria dei fenomeni “acuti” i rischi caratterizzati da probabilità di accadimento remota ma impatto potenzialmente catastrofico tra cui: gli incendi; i terremoti, i fenomeni vulcanici, gli uragani, gli tsunami / le alluvioni; mentre rientrano nella categoria degli eventi “cronici” l’aumento della temperatura media, innalzamento del livello del mare, riduzione della piovosità.
- Cambiamenti regolatori, di Mercato riferito in particolare ad eventuali cambiamenti di sussidi ed incentivi, cambiamento del quadro regolatorio, incertezza della domanda di energia elettrica, aumento pressione competitiva.

La strategia di gestione di tali rischi adottata dal Gruppo prevede:

- la riduzione degli impatti legati ad eventi catastrofici attraverso processi di Business Continuity Management (per la protezione fisica degli asset) e Piani di Disaster Recovery, in particolare in ambito ICT;
- la diversificazione tecnologica degli impianti di energia rinnovabile (es. Eolico e Solare) e la diversificazione geografica degli impianti di generazione, che riducono sia l’impatto che la probabilità di accadimento del rischio;
- la pianificazione delle fermate degli impianti rinnovabili sulla base di periodi a basso utilizzo di fonti rinnovabili, riducendone l’impatto;
- l’utilizzo di strumenti di previsione meteorologica più accurati (Vento e Sole) per definire piani di generazione e migliorare ulteriormente le strategie di gestione del Rischio di Volume nel breve termine;
- l’utilizzo di modelli statistici di analisi dei rischi, che consentono di quantificare gli impatti economici lungo la vita del Piano;
- il trasferimento dei rischi al mercato assicurativo. In particolare, risultano coperti tutti i fenomeni meteorologici estremi (Incendi; Terremoti; Fenomeni Vulcanici; Uragani; Tsunami / alluvioni);
- la riduzione degli impatti legati alla variazione degli apporti da fonti rinnovabili, dei cambiamenti regolatori e di Mercato principalmente attraverso la diversificazione geografica la quale permette al Gruppo di sfruttare al meglio le sinergie dei territori nei quali sono situati i propri assets, e di conseguenza di mitigare gli impatti dei rischi sopracitati.

Si segnala, peraltro, che il Gruppo adotta strategie di gestione, prevenzione e protezione, al fine di ridurre i possibili impatti sui territori circostanti ai propri asset. Vengono inoltre condotti costanti interventi di verifica e manutenzione sugli asset più esposti agli eventi meteorologici estremi o a disastri naturali per garantire che questi siano nella miglior condizione possibile per far fronte ad eventi meteorologici estremi.

La totalità dei siti produttivi del Gruppo localizzati in Italia è inoltre soggetta alle certificazioni ambientali ISO e le potenziali fonti di rischio sono monitorate affinché ogni criticità possa essere rilevata tempestivamente.

Il Gruppo ha inoltre dimostrato negli anni la capacità di anticipare i cambiamenti radicali del contesto in cui opera modificando prontamente la propria strategia di crescita. Negli anni ERG è passato da operatore nella raffinazione e distribuzione carburanti a primario operatore in Italia ed Europa nella produzione di energia da fonti rinnovabili. ERG si impegna, attraverso i propri obiettivi di investimento nelle tecnologie green “a zero emissioni” e in particolare nell’eolico e nel solare, a fornire il proprio contributo alla lotta al Climate Change in linea con gli obiettivi del COP21 e del recente COP27.

#### Nuovi Investimenti

Tale rischio si riferisce ad eventi incerti originati da diversi fattori, ad esempio: scenario (micro/macroeconomico, politico, normativo, di Business), tecnici, operativi, finanziari, organizzativi, etc. che possono impattare sulla riuscita e sulla redditività di una Nuova Iniziativa di Investimento.

I rischi sono principalmente riconducibili all’impossibilità di sviluppare previsioni economico-finanziarie certe dell’andamento nel periodo di Piano o di vita del Progetto (nel caso di un’iniziativa specifica), con conseguenti perdite economiche o patrimoniali, o il peggioramento

dell’immagine del Gruppo.

Alcuni esempi di rischi che possono essere ricompresi in questa tipologia sono: (i) la possibilità che gli obiettivi di Capex previsti non vengano conseguiti nei tempi e/o costi definiti nel piano strategico a causa del mutamento delle condizioni dei mercati con possibili ritardi nelle consegne per difficoltà di approvvigionamento da fornitori/ subfornitori strategici e richieste di adeguamento prezzi sui contratti esistenti; (ii) la possibilità che le Opex di piano subiscano anch’esse un rialzo; (iii) come conseguenza di spinte inflattive e/o tensioni sui mercati finanziari e delle commodities, problematiche di impairment, e più in generale di perdita di valore degli assets, collegate oltre ai potenziali effetti negativi in termini di EBITDA, all’incremento dei ritorni richiesti dagli investitori.

Il Gruppo ERG per minimizzare il rischio ha definito, in accordo con le policy aziendali, specifici processi strutturati per la selezione degli investimenti che prevedono una serie di successivi livelli di esame ed approvazione effettuati sulla base, tra l’altro, di studi interni ed esterni di supporto, analisi di benchmark, analisi giuridico-normativa, modelli di valutazione/pianificazione finanziaria. Per tutti i progetti rilevanti, ai principali rischi vengono associati:

- Impatti potenziali e strategia/azioni per contenere/eliminare il rischio;
- Follow-up items per monitoraggio dei processi di mitigazione.

Inoltre, il Gruppo aggiorna periodicamente i WACC / HR, anche attraverso benchmark, per assicurare un ritorno adeguato rispetto al profilo di rischio atteso.

#### Rischi connessi al Rating della Capogruppo ERG SpA

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle Agenzie di rating potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

ERG attua una strategia di mitigazione del rischio che si sviluppa su diversi livelli e prevede il perseguimento: (i) di una struttura finanziaria equilibrata per durata e composizione, (ii) il monitoraggio continuo dei risultati consuntivi ed expected e degli equilibri finanziari, (iii) della stabilizzazione della generazione di cassa da parte delle proprie attività di business, anche attraverso la securizzazione di lungo termine dei ricavi di vendita e (iii) la diversificazione geografica e tecnologica dei propri impianti.

Nel corso del 2025 l’aggiornamento della valutazione del profilo di rischio di ERG attribuita dall’Agenzie di rating Fitch è sempre Investment Grade “BBB-” con Outlook stabile. Il rating ERG è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell’Italia.

#### Rischio Reputazione

- Il rischio è relativo ai potenziali effetti derivanti da una percezione negativa della reputazione del Gruppo ERG, intesa come aspettative, percezioni ed opinioni sviluppate nel tempo da tutti gli stakeholder (clienti, fornitori, investitori, media, ecc.).
- Tra i diversi fattori che influiscono negativamente sulla reputazione, vi sono ad esempio: l’incoerenza tra quanto realizzato e gli obiettivi comunicati e/o un disallineamento tra la performance e le aspettative degli stakeholders; la diffusione di notizie negative, siano esse rispondenti al vero o meno, che possono comprometterne la fiducia, l’affidabilità e/o la credibilità.
- Il Gruppo mitiga il rischio che la propria reputazione subisca peggioramenti tra gli stakeholder, attraverso:
- Un processo strutturato ESG che prevede un piano strategico ESG con obiettivi e KPI misurabili, iniziative di responsabilità Sociale e la divulgazione della “Dichiarazione di carattere non finanziario”;
- Il monitoraggio continuo della percezione del brand ERG da parte degli stakeholder;
- Specifiche relazioni attive di comunicazione e informazione con i principali stakeholder;
- Un monitoraggio costante di tutti i canali di comunicazione;
- Un processo di Crisis Management che, attraverso un approccio strutturato, consente di gestire tempestivamente e di contenere gli effetti della crisi per salvaguardare la reputazione di ERG.

## RISCHI FINANZIARI

### Rischio Prezzo (Commodity)

Tale rischio è identificato come la possibilità che le fluttuazioni del prezzo di acquisto e vendita delle Commodities producano variazioni nei risultati economici tali da compromettere il raggiungimento degli obiettivi definiti nel piano strategico.

Nell'esercizio della sua attività, il Gruppo ERG è esposto principalmente alla oscillazione dei prezzi dell'Energia Elettrica per tutti gli impianti di produzione per i quali è prevista la vendita dell'Energia Elettrica sul Mercato.

Il Gruppo ERG minimizza l'impatto derivante dalle oscillazioni dei Prezzi delle Commodities attraverso:

- Una view aggregata per portafogli che consente di allocare i rischi dove possono essere più efficacemente gestiti, beneficiando della compensazione delle posizioni di segno opposto;
- La definizione dei limiti di esposizione al rischio e di un associato processo di escalation nel caso di superamento dei limiti con identificazione dei soggetti responsabili di definire / autorizzare le azioni per il rientro nei limiti;
- La definizione di processi e responsabilità per il monitoraggio del livello di esposizione utilizzando opportuni indicatori (e.g. P@R, V@R, Stop Loss, Profit Taking, Open positions);
- La definizione delle quantità minime e massime di coperture (c.d. Hedging Ratios) sulle vendite di EE per l'orizzonte di piano;
- L'utilizzo di strumenti derivati per stabilizzare i flussi di cassa generati, contribuendo a garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo. L'utilizzo di strumenti derivati è autorizzato esclusivamente a fronte dell'esistenza di un sottostante per perseguire la riduzione degli impatti economici legati alla volatilità dei prezzi sul mercato finanziario ed è monitorato costantemente;
- L'utilizzo di contratti di Power Purchase Agreement (PPA) ovvero contratti pluriennali attraverso i quali viene regolata la somministrazione di energia elettrica fra due soggetti: il venditore, rappresentato dal proprietario di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, e l'acquirente, generalmente un grossista di energia o un'azienda produttiva; tali contratti possono essere di tipo virtuale (VPPA), ossia contratti di natura finanziaria attraverso i quali alle date di delivery avviene lo scambio di un pagamento sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante.
- Laddove possibile, il bilanciamento delle formule di acquisto (e.g. del Gas naturale) con quella di riaddebito verso i clienti finali e/o il trasferimento nei contratti di vendita di maggiori costi derivanti dalle oscillazioni dei prezzi includendo specifiche clausole a riduzione dei costi emergenti (e.g. legati al profilo).

### Liquidità

Si definisce tale il rischio derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni commerciali e finanziari sia a breve sia a medio/lungo termine. Questo rischio considera l'eventualità che l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni (funding liquidity risk), o che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche non favorevoli a causa di situazioni di tensione o della mutata percezione da parte del mercato della rischiosità del Gruppo (o di una sua Società).

ERG mitiga il rischio attraverso il perseguimento di una struttura finanziaria equilibrata per durata e composizione, il monitoraggio continuo degli equilibri finanziari e la sistematica generazione di cassa da parte delle proprie attività di business. L'obiettivo del Gruppo è quello di mantenere il profilo del rischio in questione su livelli estremamente contenuti attraverso l'attuazione di un processo di pianificazione finanziaria che si pone i seguenti obiettivi:

- Consentire al Gruppo di essere solvibile sia in condizioni di normale corso degli affari che in condizioni di crisi, ottimizzando il relativo costo-opportunità;
- Assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa, ottimizzando il costo del funding in relazione alle

condizioni di mercato in corso e prospettiche; il Gruppo utilizza un approccio prudenziale nella stima delle proiezioni dei flussi in entrata ed uscita che tiene conto anche di valutazioni di impatto di diversi scenari, inclusi quelli di stress che permettono di identificare i fattori di rischio che potrebbero alterare i cash flow previsti nel Piano Finanziario (e.g. modifiche di scenario, rinvii nell'esecuzione di dismissioni) e di definire e attuare le relative azioni di mitigazione;

- Mantenere un equilibrio in termini di durata e composizione del debito anche grazie ad una struttura operativa che opera all'interno di limiti assegnati che sono oggetto di revisione e approvazione periodica, e di una struttura di controllo di secondo livello, autonoma dalla prima che ne verifica l'operato;
- Garantire un'adeguata distribuzione delle linee di credito, dei depositi di liquidità e della relativa attività finanziaria fra i principali istituti bancari italiani ed internazionali.

Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di Tesoreria è accentrata nella Capogruppo, la quale provvede al fabbisogno di liquidità del Gruppo primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e con le linee di credito, ove necessario, assicurando un'opportuna gestione della liquidità. Per perseguire i propri obiettivi di mitigazione del rischio, lo stock di attivi finanziari del Gruppo ERG è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. In nessun caso è permesso il ricorso alla vendita allo scoperto.

### Rischio Credito Commerciale

Si identifica con tale rischio la variazione imprevista del merito creditizio di una controparte nei cui confronti esiste un'esposizione che può avere conseguenze negative in termini economico-patrimoniali. L'obiettivo del Gruppo è quello di mantenere il profilo del rischio in questione su livelli estremamente contenuti attraverso la valutazione preliminare del merito di credito delle controparti e l'adozione, laddove ritenute necessario, di strumenti di mitigazione dei rischi, quali l'acquisizione di garanzie.

In particolare, ERG nel perseguimento dei propri obiettivi commerciali e di business, minimizza il profilo di rischio credito, attraverso:

- La definizione dei limiti di esposizione al rischio a livello di Gruppo e di eventuali strumenti di mitigazione del rischio (es. Garanzie Bancarie / Fidejussioni / Lettere di Patronage) per garantire che il profilo di rischio sia allineato ai requisiti richiesti dal Gruppo;
- Un processo strutturato di gestione "attiva" del credito in cui specifiche Unità Organizzative ed un Credit Committee:
  - Valutano il merito creditizio di ogni singola controparte commerciale in termini di Rating, Credit Limit e Probabilità di Default e gli attribuiscono uno specifico livello di affidamento in termini di esposizione massima (c.d. fido);
  - Analizzano il profilo di rischio del portafoglio e i livelli di esposizione verso le controparti in termini di fido concesso e di fatturato;
  - Effettuano l'analisi dell'ageing, il monitoraggio costante del livello di esposizione complessivo e per singola controparte, valutano l'eventuale definizione ed attuazione di specifiche azioni correttive.

Inoltre, il Gruppo ha definito le tipologie di garanzie che possono essere accettate in caso di affidamento di controparti con una valutazione economico/finanziaria non soddisfacente e gli istituti finanziari (banche e assicurazioni) idonei a rilasciare tali garanzie.

### Rischio Credito verso Controparti Finanziarie

Si definisce tale il rischio che la variazione inattesa del merito creditizio di una controparte finanziaria nei cui confronti esiste un'esposizione (es. deposito di liquidità) possa provocare conseguenti impatti negativi a livello economico/patrimoniale e danni d'immagine. L'obiettivo del Gruppo è quello di trovare un giusto bilanciamento tra il rendimento degli investimenti finanziari e la minimizzazione del relativo rischio controparte attraverso:

- Il ricorso a controparti con Rating Pubblico Investment Grade, o in assenza dello stesso, di una specifica autorizzazione da parte del CEO sentito il Comitato Rischi;
- Strategie di diversificazione del rischio (ad esempio depositando

la liquidità presso diverse banche e/o ricorrendo a fondi di investimento) come da indicazioni del Risk Committee;

- La verifica per ogni controparte finanziaria che la stessa sia esclusa da qualsiasi Black List Nazionale e/o Internazionale.
- Il monitoraggio continuo dello standing delle Controparti ed un processo di escalation in caso di eventi negativi e/o peggioramento del profilo di rischio

A livello di Gruppo è in vigore un processo strutturato che prevede:

- L'autonomia dall'area Finance nel depositare la liquidità fino a 12 mesi presso banche con Rating Investment Grade (almeno un Rating Investment Grade da parte di una Agenzia tra S&P Moody's e Fitch);
- Un processo autorizzativo (nell'ambito del Comitato Rischi) per gli impieghi di liquidità superiore a 12 mesi o presso banche con Rating inferiore all'Investment Grade.

### Tassi di Interesse

Si definisce tale il rischio che una variazione inattesa dei tassi di interesse possa comportare una variazione di valore delle posizioni finanziarie e del relativo livello di onerosità. In tal senso, le variazioni dei tassi di mercato possono avere impatti negativi sul livello di oneri finanziari tali da compromettere la stabilità finanziaria del Gruppo e la sua adeguatezza patrimoniale. Il Gruppo ERG mitiga il rischio attraverso:

- La ricerca e il reperimento di risorse finanziarie alle migliori condizioni offerte dal mercato, nel rispetto dei vincoli posti dal Risk Committee, anche attraverso il ricorso al mercato obbligazionario che consente di contenere il rischio attraverso l'emissione di bond a tasso fisso e su scadenze di medio/lungo termine
- Il regolare monitoraggio del livello di esposizione al rischio e del rispetto dei vincoli posti dal Risk Committee;
- L'utilizzo di strumenti derivati (e.g. IRS, Interest Rate Swap), autorizzati esclusivamente a fronte dell'esistenza di un sottostante;
- perseguendo i seguenti obiettivi:
- Individuare la combinazione ottimale tra tasso fisso e tasso variabile;
- Ottimizzare il costo del debito del Gruppo nell'ambito dei limiti di rischio assegnati dal Chief Executive Officer, la cui decisione è supportata da parere consultivo del Risk Committee, e coerentemente con le specificità del business;
- Ridurre i possibili impatti economici legati alla volatilità dei tassi sul mercato finanziario.

### Tassi di cambio

Le variazioni dei tassi di cambio delle valute estere con cui il Gruppo opera, possono impattare:

- Sul risultato economico per effetto: (i) della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico); (ii) della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo);
- Sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in altra valuta (rischio traslativo).

Il Gruppo ERG adotta una strategia di gestione del rischio cambio basata su:

- L'accettazione del rischio cambio, fatte salve le possibili azioni di mitigazione di cui ai punti successivi, in considerazione della ridotta esposizione che il Gruppo ERG ha alla data di approvazione della presente politica. Ai fini della presente policy si considera un segnale di warning da sottoporre all'attenzione del Risk Committee un livello di esposizione inteso come EBITDA@Risk, calcolato al 95° percentile, superiore al 5% del EBITDA di Gruppo.
- La revisione ovvero la conferma almeno annuale dell'adeguatezza di suddetta strategia di accettazione del Rischio Cambio alla luce degli sviluppi della tecnologia Wind/Solar e/o mutamenti nello scenario macroeconomico.
- La definizione di processi e responsabilità per il monitoraggio regolare dell'EBITDA@Risk delle Operations Estere in valuta diversa da quella funzionale per il Gruppo ERG, prese singolarmente ed in aggregato.
- Ove possibile, il perseguimento di un bilanciamento tra asset e liabilities in valuta, minimizzando quindi l'esposizione netta, e finanziando a M/L termine in valuta locale gli investimenti, la cui redditività e flussi di cassa

sono prevalentemente espressi in tale valuta.

- La definizione di processi e responsabilità per l'approvazione di eventuali interventi per la mitigazione del livello di rischio qualora il monitoraggio periodico, il risk budget annuale o l'approvazione di un investimento strategico ne suggeriscano l'attuazione. Come per il monitoraggio, eventuali azioni di mitigazione devono essere valutate sulla base del loro impatto in una vista consolidata di Gruppo e non di singola società controllata, salvo eccezioni connesse a specifiche situazioni (e.g. covenant finanziari da rispettare, finanziamenti in valuta durante la fase di costruzione, impegni previsti da contratti di finanziamento) ed approvate dal Chief Executive Officer;
- L'utilizzo di strumenti finanziari per la copertura del rischio, autorizzati dal Chief Executive Officer sentito il Risk Committee, esclusivamente a fronte dell'esistenza di un sottostante e se rientranti tra i seguenti:
  - Operazioni a pronti (spot);
  - Currency swaps;
  - Outright forwards;
  - NDF (non-deliverable forwards);
  - Currency futures;
  - Currency options.
- Il rimpatrio non appena possibile della cassa netta generata in valuta dalle Società operative estere, nei limiti della liquidità necessaria per supportare la loro operatività, nel rispetto dei vincoli contrattuali dei Project Finance ed in coerenza con le scadenze di eventuali derivati di copertura eventualmente approvati.

### Contenziosi

Il rischio fa riferimento all'ipotesi che una delle Società del Gruppo ERG (o i suoi dipendenti) possano essere coinvolti in procedimenti civili e/o amministrativi e/o fiscali/tributari e/o in azioni legali derivanti da potenziali violazioni di leggi o regolamenti, da responsabilità contrattuale o extra-contrattuale ovvero da altre controversie (es. contenziosi del lavoro), che potrebbe causare danni, sanzioni, o danneggiare la reputazione del Gruppo. Il rischio fa inoltre riferimento alla possibilità che una società del Gruppo possa impugnare un atto o un provvedimento lesivo dei propri interessi emesso da Istituzioni o Organi amministrativi o Autorità indipendenti.

Il Gruppo ERG attua una strategia di mitigazione del rischio che prevede:

- Il presidio, demandato a specifiche Funzioni aziendali, della normativa di riferimento (Legale, fiscale, etc.);
- Una gestione del precontenzioso con il supporto degli specialisti delle aree legale e fiscale;
- La gestione dei contenziosi da parte di studi esterni di elevato standing, esperti nelle materie specifiche;
- Il monitoraggio costante dell'evoluzione dei contenziosi in corso e la valutazione della probabilità di soccombenza; per i rischi valutati con soccombenza "probabile", viene effettuata una stima dell'impatto economico che considera tutte le possibili conseguenze e viene stanziato un fondo in bilancio;
- La predisposizione e l'invio di informativa periodica interna in merito all'aggiornamento dei contenziosi, anche attraverso i flussi 231 agli Organismi di Vigilanza.

Nei casi di operazioni straordinarie (es. acquisizione di Società, costituzione di JV), per mitigare il rischio di contenziosi vengono effettuate specifiche Due Diligence (es. legali, fiscali) e, se lo si ritiene opportuno, vengono richieste alla controparte garanzie specifiche riportate negli accordi contrattuali che disciplinano l'operazione.

In relazione all'emanazione di atti o provvedimenti lesivi dei propri interessi, il rischio è mitigato attraverso:

- Una regolare e corretta gestione coordinata a livello di Gruppo delle relazioni dirette o per il tramite delle associazioni di categoria con gli Stakeholders Istituzionali a livello locale, nazionale e internazionale;
- La partecipazione alle fasi di elaborazione degli atti o dei provvedimenti (incluse le procedure di consultazione);
- L'eventuale impugnazione degli atti o dei provvedimenti ritenuti lesivi davanti alle autorità competenti.

Le strategie di gestione di tale rischio sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali

## RISCHI OPERATIVI

### Rischio Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE)

Il Rischio è principalmente legato alla gestione degli asset industriali che hanno un impatto sulla salute e sicurezza dei lavoratori e sulle tematiche ambientali:

- I rischi per la Salute sono quelli con potenziale impatto e compromissione dell'equilibrio biologico del personale addetto ad operazioni o a lavorazioni, a seguito di emissione nell'ambiente di fattori ambientali di rischio, di natura chimica, fisica e biologica; i rischi per la Sicurezza sono riconducibili al verificarsi di incidenti o infortuni, ovvero di danni o menomazioni fisiche (più o meno gravi) subite dalle persone addette alle varie attività lavorative.
- I rischi Ambientali sono connessi alla possibilità che si verifichino eventi che provochino un'alterazione dei parametri fisico-chimici caratterizzanti le matrici ambientali (quali: acqua, aria e suolo), con ricadute negative sull'habitat naturale e/o sulla salute delle persone.

Il Gruppo ERG, fortemente impegnato nella mitigazione di tali rischi, ha adottato specifiche Politiche in materia di Salute, Sicurezza e Ambiente che, in linea con le migliori best practice internazionali di riferimento, prevedono da parte di tutte le Società del Gruppo:

- L'adozione di principi e comportamenti definiti in specifiche linee guida in materia di sostenibilità che prevedono il rispetto, da parte di tutte le Società del Gruppo, di tutte le normative in vigore;
- L'adozione di linee guida per la valutazione dei rischi per la salute e la sicurezza in grado di salvaguardare sia il principio della prevenzione che il rispetto degli obblighi di legge in capo ai soggetti responsabili, primi fra tutti i Datori di Lavoro del gruppo ERG;
- Il perseguimento di specifici obiettivi di performance, la continua formazione del personale e la certificazione di specifici sistemi integrati di gestione in materia Health & Safety in base agli standard internazionali di riferimento;
- Un sistema sanzionatorio dei comportamenti che possono mettere in pericolo la sicurezza e la salute di tutto il personale, interno ed esterno, che svolge la propria attività all'interno degli impianti / delle aree di responsabilità del Gruppo;
- La stipula di specifiche polizze assicurative per il trasferimento dei rischi a copertura degli incidenti al personale e/o delle eventuali responsabilità civili connesse agli eventi incidentali.

Il Gruppo ERG monitora e gestisce il rischio attraverso il seguente elenco, non esaustivo, di analisi e strumenti:

- Informazione, formazione e addestramento delle risorse umane (lavoratori dipendenti e lavoratori in sito non dipendenti) in materia di ambiente, salute e sicurezza;
- Implementazione di sistemi di gestione di salute, sicurezza certificati secondo standard internazionali, ai fini della prevenzione dei relativi rischi (ISO 45001);
- Valutazione dei fattori di rischio in tema di salute e sicurezza con emissione di specifici documenti di valutazione dove sono esplicitati i livelli di rischio, risultanti dall'analisi condotta e dalla applicazione di idonee misure di prevenzione e protezione;
- Elaborazione delle misure preventive e protettive e connessi sistemi di controllo;
- Attività di controllo e supervisione delle tematiche Health & Safety.

### Rischi di Information & Communication Technology

La gestione dei rischi ICT si fonda sulla protezione dei tre principi cardine della sicurezza delle informazioni: **disponibilità, confidenzialità e integrità** dei dati e dei servizi digitali. La disponibilità garantisce che i sistemi siano operativi quando necessario, la confidenzialità assicura che le informazioni siano accessibili esclusivamente a soggetti autorizzati e l'integrità tutela i dati da modifiche non autorizzate. Su questi tre assi si basano le attività di identificazione, valutazione e mitigazione delle minacce che possono impattare i processi aziendali.

L'organizzazione ha adottato processi ICT conformi agli standard **ISO/IEC 27001** e **ISO/IEC 27019**, a cui nel 2024 si è aggiunta una

**certificazione ufficiale rilasciata da un ente accreditato**, che attesta la solidità del sistema di gestione della sicurezza delle informazioni. Questa certificazione non rappresenta un traguardo statico, ma l'avvio di un percorso di **progressiva estensione** sia in termini di profondità dei **processi di business** inclusi nel campo di applicazione, sia in termini di **geografia degli asset** coperti. L'obiettivo è ampliare nel tempo il perimetro certificato, includendo ulteriori funzioni operative, infrastrutture, sedi e sistemi, così da garantire un livello di protezione sempre più omogeneo e maturo lungo tutta la catena del valore. L'efficacia della gestione del rischio è ulteriormente rafforzata dal programma di **cyber security awareness**, rivolto a tutto il personale. Il programma comprende iniziative formative periodiche, campagne di sensibilizzazione, simulazioni di phishing e aggiornamenti sugli scenari di minaccia emergenti, con l'obiettivo di diffondere una cultura della sicurezza e ridurre il rischio legato a comportamenti inconsapevoli. La gestione dei rischi ICT prevede attività continuative di analisi delle minacce, assessment delle vulnerabilità e definizione delle misure di mitigazione, supportate da presidi tecnici quali segmentazione delle reti, architetture ridondate, backup e replica, sistemi EDR e SIEM, processi strutturati di patch management e controlli sugli accessi basati sul principio del minimo privilegio. La continuità operativa è garantita attraverso piani aggiornati di **Business Continuity e Disaster Recovery**, oggetto di test periodici per verificarne efficacia e tempestività. Un altro elemento critico riguarda la gestione dei fornitori e dei servizi ICT esternalizzati. L'organizzazione applica processi formali di valutazione, onboarding e monitoraggio dei fornitori, con particolare attenzione ai servizi cloud e a quelli che trattano dati sensibili o che influiscono su processi essenziali. Gli SLA, le verifiche di sicurezza e le clausole contrattuali contribuiscono a presidiare adeguatamente il rischio di terze parti.

A completamento delle misure tecniche, organizzative e procedurali, la società ha scelto da anni di **mitigare una parte del rischio residuo attraverso una polizza assicurativa specifica per il cyber risk**. Tale polizza supporta la gestione degli impatti economici derivanti da incidenti rilevanti, coprendo – secondo le condizioni previste – costi di risposta, ripristino, gestione della crisi, responsabilità verso terzi e danni reputazionali. Pur non sostituendo le misure interne di sicurezza, l'assicurazione rappresenta un ulteriore livello di resilienza. Infine, la società è impegnata in un percorso di adeguamento ai requisiti della **direttiva NIS2**, che comporta il rafforzamento del sistema di gestione della sicurezza, la revisione dei controlli attuati, la strutturazione dei processi di incident reporting e la definizione di misure aggiuntive di governance e collaborazione con le autorità competenti.

### Continuità del servizio

Il rischio è connesso al verificarsi di fenomeni di carattere naturale, incidentale o catastrofico (i.e. terremoti, alluvioni, incendi, etc.), con conseguenze negative in termini economici o di conservazione degli asset aziendali, tali da minare in modo significativo l'operatività e l'equilibrio del Gruppo.

Per quanto riguarda i rischi di indisponibilità degli impianti il Gruppo ERG mitiga tali rischi attraverso:

- Politiche di gestione degli impianti volte al perseguimento di elevati livelli di sicurezza e di eccellenza operativa in linea con le migliori pratiche industriali;
- L'adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le best practice di settore, di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva, volta a identificare ed impedire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale specializzato;
- La revisione periodica degli impianti e l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi;
- L'erogazione continua di corsi di formazione specialistica per il personale tecnico che opera sugli impianti.

È inoltre prevista l'adozione di soluzioni ICT per il rilievo di problematiche tecniche, volte a permettere un approccio predittivo per la programmazione delle manutenzioni per limitare i fermi per rotture accidentali.

Per quanto concerne i processi produttivi, particolare attenzione viene data alle attività di prevenzione e controllo dei rischi a questi connessi, attraverso la realizzazione di Risk Assessment, Business Impact Analysis e un'attività di Business Continuity Management. Per coprire i rischi di carattere naturale e catastrofici, per il trasferimento dei propri rischi industriali, il Gruppo ERG ricorre al mercato assicurativo, garantendo un alto profilo di protezione anche per quanto concerne l'interruzione di attività; le condizioni contrattuali di tali polizze assicurative sono oggetto di revisione periodica.

### Human Capital

Si definisce tale il rischio che i sistemi di global rewarding presenti nel Gruppo (formati da componenti fisse, variabili e benefit) siano incoerenti rispetto alla motivazione delle persone o ai benchmark di mercato, con conseguente impatto economico per il Gruppo causato da perdita di figure professionali chiave e/o ritenute strategiche. Il Gruppo mitiga tale rischio attraverso lo sviluppo di strategie e politiche retributive, basate su pesatura e matching delle posizioni, allineate ai benchmark di mercato, al fine di garantire l'efficacia delle componenti di rewarding (monetarie e non). In particolare, il Gruppo utilizza strumenti differenziati per la retention in base al livello di rilevanza strategica e di seniority del proprio personale, in linea con le policy aziendali. In tale ottica la componente fissa della remunerazione assicura la retention attraverso continui benchmark di mercato, mentre la componente variabile garantisce l'allineamento tra obiettivi aziendali ed interessi del singolo attraverso l'erogazione di premi al raggiungimento di obiettivi di lungo (LTI) e di breve (MBO).

Con questo rischio si comprende anche l'eventuale impatto negativo derivante da una inappropriata gestione delle relazioni individuali e collettive con i dipendenti, che generi potenziale conflittualità interna e/o esterna e comprometta il raggiungimento degli obiettivi di business. Le relazioni con i dipendenti derivanti dal rapporto di lavoro vengono assicurate, tanto in forma individuale quanto collettiva, attraverso il rispetto della normativa giuslavoristica e delle normative internazionali in materia di diritti umani, diversity e pari opportunità e l'instaurarsi di una cultura industriale incentrata:

- su relazioni continue con le Organizzazioni di rappresentanza dei Lavoratori a livello nazionale e locale;
- sulla partecipazione dei dipendenti agli obiettivi d'impresa;
- su attività di contrattazione di secondo livello.

### Procurement e Supply Chain

Si individua in tale rischio l'eventualità che il Gruppo incorra in perdite o maggiori costi, danni di immagine o interruzioni della continuità di business, almeno nel breve periodo, a seguito del venir meno di un fornitore strategico (es. per cessazione attività, fallimento). ERG minimizza il rischio attraverso:

- Lo sviluppo di un processo di selezione dei fornitori e di qualifica (economico-patrimoniale, tecnica ed HSE) secondo parametri e criteri definiti, attraverso il ricorso a gare con individuazione di un numero minimo di fornitori, garantendone laddove possibile di una rotazione strutturata;
- La massimizzazione del ricorso a gare economiche per l'approvvigionamento di beni e/o servizi con individuazione di un numero minimo di fornitori, garantendo laddove possibile una rotazione strutturata dei fornitori stessi;
- La definizione di una soglia di acquisti cumulati in riferimento ad un singolo fornitore;
- L'individuazione di specifiche Unità Organizzative responsabili, in particolare della selezione e controllo delle performance dei fornitori;
- Lo sviluppo di una specifica contrattualistica interna con previsione di clausole di salvaguardia;
- Specifiche attività di monitoraggio e controllo dei processi di acquisto, volte a garantire il rispetto dei parametri qualitativi e di concentrazione degli ordini definiti nelle procedure di Gruppo.

Si segnala altresì che nel corso degli ultimi mesi si è verificato un aumento generalizzato del prezzo di tutte le principali materie prime a seguito, in particolare della persistente fragilità geopolitica per il preesistente conflitto in Ucraina, e per i recenti sviluppi in Medio Oriente, Venezuela e Groenlandia senza contare l'impatto negativo delle politiche tariffarie statunitensi che hanno aumentato i costi del commercio internazionale.

Permane anche una situazione di forte tensione nella logistica e il prezzo dei prodotti (es turbine, pannelli solari) in aumento per il recepimento delle tensioni sui mercati delle materie prime.

## RISCHI COMPLIANCE

### Rischio di violazione delle Normative Anticorruzione

Tale rischio attiene alla possibilità che un dipendente e/o una Società del Gruppo siano coinvolti in un procedimento per reati commessi in violazione delle normative anticorruzione vigenti.

ERG condanna il ricorso a qualsiasi pratica corruttiva con il massimo rigore e senza eccezione. Per prevenire i reati corruttivi, il Gruppo si è dotato di un sistema di regole e controlli definiti in relazione al contesto normativo nazionale ed internazionale in cui opera. Per tutte le Società del Gruppo:

- È definito il sistema di regole comportamentali adottate dalle Società del Gruppo (Codice Etico, Modello 231 e Policy Anticorruzione), che tutti i dipendenti sono tenuti a rispettare nello svolgimento delle proprie attività e che proibiscono ogni forma di corruzione, attiva o passiva, che coinvolga non solo pubblici ufficiali ma anche parti private;
- Sono definite e attribuite le responsabilità e specifici poteri di spesa (autorizzativi e di firma) per limitare la possibilità che un solo soggetto possa terminare un intero processo in autonomia;
- Sono definiti e attuati specifici programmi di formazione, rivolti ai dipendenti, volti a far conoscere da un lato il panorama normativo sull'anticorruzione (ed il relativo sistema sanzionatorio) e dall'altro le regole comportamentali adottate dal Gruppo (e.g. Codice Etico, Modelli 231 e Policy Anticorruzione); tali attività coinvolgono anche i Consiglieri di Amministrazione;
- È attivo un processo, presidiato dagli Organismi di Vigilanza ex D.Lgs. 231/01, per la gestione delle segnalazioni dei comportamenti contrari ai principi sanciti dal Codice Etico e dai Modelli 231; tale processo, con riferimento a possibili violazioni della Policy Anticorruzione, è presidiato da "Compliance 231";
- È definito un processo di verifica delle "Terze Parti Significative" attraverso il quale viene valutato in concreto il rischio corruzione collegabile all'instaurazione di un rapporto contrattuale, individuando, ove del caso, le opportune misure di mitigazione e gestione del rischio;
- Sono svolte specifiche attività di controllo di terzo livello da parte dell'Internal Audit, sul rispetto dei principi sanciti dal Codice Etico, dai Modelli 231 e dalla Policy Anticorruzione.

### Rischio Paese

Il rischio fa riferimento a possibili evoluzioni del quadro politico, legislativo, economico e/o sociale di un Paese che possono avere impatti negativi, sull'operatività, sui risultati economici e/o l'equilibrio finanziario. Alcuni esempi sono: (i) la mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti degli operatori stranieri in caso di inadempienze contrattuali da parte di Enti di Stato o altri soggetti privati; (ii) l'applicazione penalizzante di leggi o modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset (iii) incrementi della pressione fiscale; (iv) complessi iter autorizzativi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (v) ritardi, revisione o inadempienza vs gli obiettivi di contrasto al Cambiamento Climatico con conseguente riduzione di investimenti in Rinnovabili ivi compresi in infrastrutture di supporto allo sviluppo della Generazione Rinnovabile (e.g. reti di trasmissione e distribuzione).

In particolare, il Gruppo ERG attua una strategia di mitigazione che prevede:

- La non assunzione del rischio e quindi la mancata esecuzione degli investimenti in paesi dove è presente un'instabilità politico / sociale non adeguata al profilo di rischio che il Gruppo vuole assumere;
- La mitigazione del rischio nei paesi nei quali c'è un elevato interesse ad effettuare nuovi investimenti, richiedendo un ritorno adeguato in relazione al profilo di rischio atteso. Tale valutazione viene effettuata attraverso l'analisi dei principali indicatori del Paese preso in considerazione (e.g. indicatori macroeconomici, finanziari).

La mitigazione del rischio prevede inoltre, l'attivazione, lo sviluppo e il mantenimento delle relazioni con le istituzioni e gli Stakeholder di riferimento volte a comprendere lo scenario politico, istituzionale e normativo del Paese di interesse per il Gruppo e i suoi possibili impatti sul business. La valutazione circa l'interesse se investire o meno in un paese tiene peraltro conto della sua adesione ai trattati internazionali per la lotta al cambiamento climatico e/o degli obiettivi che lo stesso paese si è dato per contrastare il Climate Change (es. obiettivi di penetrazione delle rinnovabili).

# PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

## CONTO ECONOMICO

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato, dove i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5, sia i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli special items e con l'inclusione dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nel 2025<sup>10</sup>.

Il dato comparativo 2024 *reported* è stato riesposto indicando alla voce "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo dell'asset svedese al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi.

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

(milioni di Euro)	Reported Anno			Adjusted Anno		
	2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
<b>CONTO ECONOMICO</b>						
Ricavi	744	731	3	753	737	16
Altri proventi	48	52	(4)	48	56	(8)
<b>Totale ricavi</b>	<b>792</b>	<b>783</b>	<b>8</b>	<b>800</b>	<b>792</b>	<b>8</b>
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(9)	(10)	1	(9)	(10)	1
Costi per servizi e altri costi operativi	(207)	(193)	(14)	(206)	(196)	(11)
Costo del personale	(33)	(32)	(1)	(33)	(32)	(1)
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>543</b>	<b>549</b>	<b>(6)</b>	<b>553</b>	<b>555</b>	<b>(2)</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(349)	(259)	(90)	(271)	(258)	(13)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>194</b>	<b>290</b>	<b>(96)</b>	<b>281</b>	<b>297</b>	<b>(16)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(18)	(6)	(12)	(22)	(11)	(11)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4	(2)	6	(0)	(0)	(0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>181</b>	<b>282</b>	<b>(101)</b>	<b>259</b>	<b>286</b>	<b>(27)</b>
Imposte sul reddito	(44)	(42)	(2)	(62)	(73)	11
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>137</b>	<b>240</b>	<b>(103)</b>	<b>197</b>	<b>213</b>	<b>(16)</b>
Risultato di azionisti terzi	(5)	(3)	(8)	(5)	(3)	(3)
<b>Risultato di competenza del Gruppo</b>	<b>131</b>	<b>243</b>	<b>(111)</b>	<b>191</b>	<b>211</b>	<b>(19)</b>
Risultato netto attività cedute	(27)	(2)	(25)	0	0	0
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>110</b>	<b>240</b>	<b>(131)</b>	<b>191</b>	<b>211</b>	<b>(19)</b>

### 1 - RICAVI

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici e solari. L'energia è venduta nei canali wholesale ed 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 infragiornerale" (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 2025 sono pari a 744 milioni, in aumento rispetto al 2024 (731 milioni) principalmente grazie al contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e da uno scenario prezzi in riduzione a partire dal secondo semestre 2025.

### 2 - ALTRI PROVENTI

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese.

Si precisa che nell'esercizio si è provveduto al parziale rilascio di fondi rischi (4 milioni), iscritti nell'ambito di alcune acquisizioni avvenute in periodi precedenti, nonché al rilascio di fondi relativi ad oneri potenziali in East Europe (4 milioni), per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

<sup>10</sup> Nel 2025 il margine operativo lordo dell'asset eolico svedese compreso nelle "Attività destinate ad essere cedute" è stato pari a 5 milioni (-27 milioni sul risultato netto, inclusivo della svalutazione dell'asset per -26 milioni in applicazione dell'IFRS 5).

Inoltre, a partire dal secondo trimestre 2024, la voce include anche i proventi da PTC (Production Tax Credit) previsti dagli accordi di Tax Equity Partnership, strumento di incentivazione tipico del mercato delle rinnovabili degli Stati Uniti, pari a 25 milioni nel 2025 (18,5 milioni nel periodo comparativo).

### 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 2025 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 0,4 milioni;
- gli accantonamenti a fondi Business dismessi pari a circa 4 milioni.

### 5 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli **ammortamenti adjusted** (271 milioni), in aumento rispetto al 2024 (258 milioni), si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. L'incremento del periodo riflette il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti (9 milioni) e sviluppati internamente (7 milioni), solo in parte compensato dal raggiunto termine della vita utile di alcuni componenti dei parchi eolici (3 milioni).

Si precisa che i valori *adjusted* non includono:

- le svalutazioni dei parchi fotovoltaici in Spagna nell'ambito delle procedure di impairment test pari a 59 milioni;
- le svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, Francia e Germania, a seguito delle autorizzazioni di progetti di Repowering ottenute nell'esercizio, pari a 18 milioni;
- le svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali correlate a progetti di Revamping del portafoglio Solare Italia pari a 3 milioni;
- la svalutazione di immobilizzazioni immateriali correlate a progetti di sviluppo in Germania pari a circa 1 milione.

La voce include gli ammortamenti IFRS 16 pari a 10,2 milioni nel 2025 (9,6 milioni nel 2024).

### 6 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del 2025 ammontano a 22 milioni, in aumento rispetto al 2024 (11 milioni).

Lo scostamento rispetto all'anno precedente è anche riconducibile a minori oneri finanziari capitalizzati, all'accounting della Tax Equity Partnership del portafoglio USA e all'impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sulle acquisizioni del periodo e sui nuovi parchi sviluppati internamente.

I valori *adjusted* nel 2025 non includono i proventi netti, derivanti dal rimborso anticipato di due project financing e dei relativi strumenti derivati di copertura dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse.

### 7 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 33 milioni, in linea rispetto ai 34 milioni del 2024. Si ricorda che le imposte dell'esercizio 2024 includevano il beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione<sup>11</sup> (pari a 28 milioni).

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 53 milioni, in diminuzione rispetto ai 66 milioni del 2024, principalmente a seguito dei risultati operativi sopra commentati. I valori *adjusted* del 2024 non includevano il sopra commentato beneficio da affrancamento avviamento.

Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (25% nel 2024).

Nel mese di febbraio 2026, il Governo Italiano ha introdotto una misura urgente volta a sostenere famiglie e imprese nella riduzione dei costi energetici. Il Decreto-legge 21/2026 (D.L. Energia/Bollette) ha previsto un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025, per i periodi di imposta 2026 e 2027 (con effetto sul versamento degli acconti nel 2026), l'aliquota è incrementata di due punti percentuali, includendo le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Dalle prime analisi sulle misure introdotte, si stima per il Gruppo un impatto sul versamento degli acconti nel 2026 pari a 5 milioni di maggiore IRAP.

### 8 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE

Il risultato netto delle attività destinate a essere cedute **reported** comprende il risultato del contributo dell'asset eolico in Svezia (-1 milione), ceduto in data 20 gennaio 2026, oltretutto la svalutazione dell'asset (-26 milioni) rilevata secondo quanto previsto dall'applicazione dell'IFRS 5. La svalutazione è stata isolata come special item.

Il dato comparativo è stato riesposto coerentemente all'esercizio 2025, includendo il risultato del contributo dell'asset eolico in Svezia (-2 milioni).

<sup>11</sup> Ai sensi dell'art.15 del D.L. n.185/2008.

## 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

(milioni di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Capitale immobilizzato	4.612	4.809
Capitale circolante operativo netto	46	45
Fondi benefici per dipendenti	(2)	(2)
Altre attività	432	406
Altre passività	(915)	(952)
<b>Capitale investito netto attività continue</b>	<b>4.173</b>	<b>4.306</b>
Patrimonio netto Gruppo	3.993	4.030
Patrimonio netto di terzi	65	76
<b>Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16</b>	<b>(121)</b>	<b>(28)</b>
<i>Passività per leasing</i>	236	228
<b>Indebitamento finanziario netto post IFRS 16</b>	<b>115</b>	<b>200</b>
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>4.173</b>	<b>4.306</b>

### 1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziari	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2024</b>	<b>1.558</b>	<b>3.204</b>	<b>47</b>	<b>4.809</b>
Investimenti	1	156	-	157
Variazioni area di consolidamento	21	75	-	96
Disinvestimenti e altre variazioni	(27)	(68)	3	(92)
Ammortamenti	(92)	(202)	-	(294)
Svalutazioni	(69)	(12)	-	(81)
Variazione IFRS 16	-	17	-	17
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2025</b>	<b>1.392</b>	<b>3.169</b>	<b>50</b>	<b>4.612</b>
<i>Riclassifica IFRS 5</i>	(2)	(71)	(0)	(74)

La riga **Investimenti** si riferisce ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità, 71 MW differenziali), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), al primo intervento di *repowering* su un parco francese (23 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (12,5 MW).

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto dell'acquisizione di asset eolici avvenuta nel primo trimestre 2025 nel Regno Unito (43 MW).

La riga **Svalutazioni** si riferisce all'effetto delle svalutazioni dei parchi fotovoltaici in Spagna (59 milioni) a seguito della procedura di impairment test e delle svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici e fotovoltaici in Italia, Francia e Germania, complessivamente pari a 21 milioni, a seguito delle autorizzazioni di progetti di Repowering e Revamping ottenute nell'esercizio.

La riga **Altre variazioni e disinvestimenti** si riferisce alle alienazioni del periodo, alla variazione dell'effetto dei cambi per le società in valuta statunitense ed inglese e alla capitalizzazione di interessi finanziari relativi allo sviluppo organico dei parchi in costruzione.

### 2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per vendita di energia elettrica, 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*, i *fair value* dei VPPA (Virtual Power Purchase Agreement), 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 nelle società controllate di diritto statunitense (75%), in due società solari in Francia (59%) e in Andromeda PV S.r.l. (78,5%), titolare di un parco fotovoltaico in Italia.

#### 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.

Inoltre, l'indebitamento sottoriportato include l'indebitamento finanziario delle *discontinued operations* pari a circa 13 milioni (di cui 3 milioni di passività per leasing).

#### Riepilogo indebitamento del Gruppo ERG Power Generation

(milioni di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	50	129
Indebitamento finanziario (e disponibilità liquide) a breve termine	(171)	(157)
<b>Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16</b>	<b>(121)</b>	<b>(28)</b>
Passività per leasing	236	228
<b>Indebitamento finanziario netto post IFRS 16</b>	<b>115</b>	<b>200</b>

La passività per leasing al 31 dicembre 2025 è pari a 236<sup>12</sup> milioni (228 milioni al 31 dicembre 2024). L'incremento del periodo è riconducibile all'incremento della capacità installata.

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

#### Indebitamento finanziario a medio-lungo termine

(milioni di Euro)	2025	2024
Debiti finanziari a medio-lungo termine	2	4
<b>Totale</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
Project Financing a medio-lungo termine	64	144
Quota corrente Project Financing	(16)	(18)
<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>48</b>	<b>125</b>
<b>Indebitamento a medio lungo termine ante IFRS 16</b>	<b>50</b>	<b>129</b>
Passività per leasing	231	222
<b>Indebitamento a medio lungo termine post IFRS 16</b>	<b>281</b>	<b>351</b>

I debiti per **Project Financing** pari a 64milioni<sup>13</sup> al 31 dicembre 2025 sono relativi a:

- finanziamenti per 49 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di due impianti fotovoltaici in Centro Italia;
- finanziamenti per 15 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania.

Si segnala che, nell'ambito delle attività di Liability Management attuate dal Gruppo negli ultimi anni, nel corso del 2025, sono stati rimborsati anticipatamente:

- nel primo trimestre, 45 milioni relativi al Project Financing erogato per la costruzione di un parco eolico nel Regno Unito, acquisito nel gennaio 2025;
- nel quarto trimestre, 61 milioni relativi al Project Financing erogato per la costruzione di parchi eolici e fotovoltaici in Francia.

12 La voce include 3 milioni di passività per leasing riferite all'asset svedese in corso di cessione alla data di Bilancio.

13 Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

## Indebitamento a breve

(milioni di Euro)	2025	2024
Debiti verso banche a breve termine	1	0
Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
Altri debiti finanziari a breve	0	10
<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>1</b>	<b>11</b>
Disponibilità liquide	-	-
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(128)	(101)
<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(128)</b>	<b>(101)</b>
Project Financing a breve termine	16	18
Disponibilità liquide	(60)	(86)
<b>Project Financing</b>	<b>(44)</b>	<b>(67)</b>
<b>Indebitamento a breve ante IFRS 16</b>	<b>(171)</b>	<b>(157)</b>
<b>Passività per leasing</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Indebitamento a breve termine post IFRS 16</b>	<b>(166)</b>	<b>(151)</b>

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono i crediti finanziari verso la controllante ERG S.p.A. nell'ambito del rapporto di tesoreria.

## FLUSSI FINANZIARI

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* e comprensivo dei flussi generati dall'asset eolico svedese, 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:

(milioni di Euro)	Anno	
	2025	2024
EBITDA IAS adjusted	553	555
Delta capitale circolante	(81)	(66)
<b>Cash Flow operativo</b>	<b>472</b>	<b>489</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(157)	(232)
<i>Acquisizioni di assets e business combination</i>	(72)	(319)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	1
Disinvestimenti e altre variazioni	(4)	(10)
<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(233)</b>	<b>(559)</b>
Proventi (oneri) finanziari adjusted	(14)	(3)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	2	-
Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	(0)
<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(12)</b>	<b>(3)</b>
<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(47)</b>	<b>(39)</b>
Distribuzione dividendi	(76)	(66)
Altri movimenti di Patrimonio Netto	(11)	(11)
<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(87)</b>	<b>(76)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>(28)</b>	<b>(217)</b>
<i>Variazione netta</i>	<b>93</b>	<b>189</b>
<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>(121)</b>	<b>(28)</b>



Il **Cash flow operativo** del 2025 è positivo per 472 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (489 milioni) principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del 2025 si riferisce principalmente agli impatti correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità, 71 MW differenziali), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), al primo intervento di *repowering* su un parco francese (23 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (12,5 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 dirette.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** include la distribuzione dei dividendi agli azionisti, i movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati oltreché alla riserva di traduzione cambi.

# 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 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) e con l'inclusione, anche per il periodo comparativo, dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nell'esercizio: tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati *adjusted*".

Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile. Di seguito sono indicate le definizioni degli IAP utilizzati dal Gruppo nonché una riconciliazione con le voci degli schemi di bilancio adottati.

I **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio.

Il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

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 in corso di cessione/cedute riclassificate 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 inclusivi 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.

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 assets;
- 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.

## RICONCILIAZIONE CON I RISULTATI ECONOMICI ADJUSTED

### MARGINE OPERATIVO LORDO

(importi in milioni)	12 mesi	
	2025	2024
<b>Margine operativo lordo attività continue</b>	<b>543</b>	<b>549</b>
<i>Contributo attività destinate ad essere cedute</i>	5	6
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>548</b>	<b>554</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>		
<i>Italia</i>		
- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) <sup>(1)</sup>	0	0
- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi <sup>(2)</sup>	4	1
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>553</b>	<b>555</b>

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(importi in milioni)	12 mesi	
	2025	2024
<b>Ammortamenti attività continue</b>	<b>(378)</b>	<b>(268)</b>
<i>Contributo Attività destinate ad essere cedute</i>	(3)	(4)
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(381)</b>	<b>(272)</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>		
<i>Svalutazione Repowering/Revamping<sup>(3)</sup></i>		
Svalutazione Asset parco eolico Svezia	0	1
Svalutazione Solar Spain <sup>(4)</sup>	59	-
<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(301)</b>	<b>(258)</b>

### RISULTATO NETTO DI GRUPPO

(importi in milioni)	12 mesi	
	2025	2024
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>104</b>	<b>226</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>		
<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti<sup>(5)</sup></i>		
Esclusione oneri accessori operazioni straordinarie <sup>(1)</sup>	0	2
Esclusione svalutazione Repowering /Revamping <sup>(3)</sup>	16	10
Esclusione oneri su Business dismessi <sup>(2)</sup>	0	1
Esclusione imposta sostitutiva Wind & Solar Italy <sup>(6)</sup>	-	(28)
Esclusione rettifica IFRS 5 su Asset Svezia <sup>(7)</sup>	26	-
Esclusione svalutazione impianti solari Spagna <sup>(4)</sup>	46	-
<b>Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted</b>	<b>191</b>	<b>211</b>

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- Svalutazioni di impianti esistenti oggetto di piani di Repowering e Revamping in Italia (di cui 10 milioni relativi ad ammortamenti di parchi eolici e 3 milioni relativi a parchi solari), Germania (per 8 milioni) e Francia (1 milione), già approvati ed autorizzati.
- Svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna, a seguito della procedura di impairment test.
- Nel 2025 la voce include proventi finanziari correlati alle chiusure anticipate di due project financing.
- Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
- Riclassifica del contributo dell'asset eolico svedese, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività destinate ad essere cedute. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati adjusted comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione al 31 dicembre 2025

# RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

## ERG POWER GENERATION S.P.A.

Il bilancio separato di ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025 è stato predisposto in conformità ai Principi Contabili Nazionali ed alle vigenti leggi che ne disciplinano la redazione interpretate ed integrate dai principi contabili emanati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) e tiene conto della revisione e dell'aggiornamento dei vigenti principi contabili nazionali.

### CONTO ECONOMICO

#### Conto Economico

(migliaia di Euro)	2025	2024
Ricavi della gestione caratteristica	576.161	640.499
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(943)	(2.257)
Altri ricavi e proventi	4.274	7.480
<b>Ricavi Totali</b>	<b>579.491</b>	<b>645.722</b>
Costi per acquisti	(510.724)	(585.695)
Variazioni delle rimanenze	1.428	3.629
Costi per servizi e altri costi operativi	(75.384)	(64.052)
Costo del lavoro	(20.700)	(18.696)
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>(25.889)</b>	<b>(19.092)</b>
Ammortamenti economico-tecnici e svalutazioni	(7.642)	(2.935)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>(33.531)</b>	<b>(22.027)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	163.522	150.853
Retifiche di valore di attività e passività finanziarie	(73,979)	1.059
<b>Risultato della gestione ordinaria</b>	<b>56.013</b>	<b>129.884</b>
Imposte sul reddito	(13.096)	(20.025)
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>42.916</b>	<b>109.859</b>

#### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica, pari a 576,2 milioni di Euro, sono costituiti principalmente da ricavi delle vendite, per 515,5 milioni di Euro (582,1 milioni nel 2024), e ricavi delle prestazioni, per 60,7 milioni di Euro (58,4 milioni nel 2024). I ricavi delle vendite includono principalmente i ricavi per vendita di energia elettrica e Garanzie di Origine prodotta dagli impianti eolici e solari delle proprie controllate italiane. I ricavi delle vendite accolgono l'impatto positivo delle operazioni di copertura realizzate nel corso dell'esercizio.

I ricavi della gestione caratteristica includono ricavi per prestazioni verso controllate per prestazioni di manutenzioni Operation & Maintenance e BoP, quindi relative alla gestione tecnica degli aereogeneratori eolici e delle sottostazioni. La voce in oggetto include inoltre i ricavi per prestazioni per servizi tecnici e di staff centrali forniti alle società controllate. La voce include in via residuale servizi resi nell'ambito dell'Energy Management principalmente verso terzi e Terna.

#### Incrementi delle immobilizzazioni in corso

La voce in oggetto nel 2025 include la sospensione dei costi di ingegneria, degli acquisti delle pale e degli oneri accessori inclusi i costi del personale interno sostenuti per la realizzazione dei progetti di Repowering al netto dei riaddebiti effettuati alle società controllate proprietarie degli impianti eolici (nel 2025 per le attività di Repowering dei parchi Greci/Montaguto e Carlentini).

#### Altri ricavi e proventi

La voce "altri ricavi diversi dai precedenti" è in diminuzione rispetto al 2024, poiché nello scorso esercizio includeva un impatto rilevante di rilascio di fondi oneri per sopravvenuta insussistenza dei presupposti di iscrizione relativi ad una parte dei rischi potenziali stimati nei precedenti esercizi ed altre poste minori.

#### Costi per acquisti

I costi per acquisti accolgono principalmente i costi relativi all'acquisto di energia elettrica sostanzialmente dal GME e dalle Società controllate. I costi per acquisti includono anche i costi relativi alle materie acquistate da terzi e da società controllate per lo svolgimento della propria attività di manutenzione degli aereogeneratori eolici in favore delle controllate.

### Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi nel 2025 includono principalmente i costi per servizi di staff resi dalla controllante ERG S.p.A., i costi di manutenzione riferiti sostanzialmente ai corrispettivi per i servizi di assistenza, gestione e manutenzione dei parchi eolici delle proprie controllate ed altri costi minori.

### Costo del personale

Il costo del personale è lievemente aumentato rispetto al 2024 in coerenza con l'aumento della consistenza media annua dell'organico della Società.

### Ammortamenti e svalutazioni

Nell'esercizio sono stati stanziati ammortamenti economico-tecnici sulle immobilizzazioni immateriali per 2,6 milioni di Euro, sulle immobilizzazioni materiali per 0,7 milioni di Euro; la voce accoglie per 4,3 milioni la svalutazione di altri crediti inclusi nell'attivo circolante rilevata per tenere in considerazione l'eventuale mancata solvibilità degli stessi.

### Proventi(oneri) finanziari netti

La voce comprende principalmente i proventi da partecipazione per dividendi, per distribuzioni di riserve dalle proprie società controllate per circa 86,3 milioni di Euro, e da proventi per interessi attivi da società controllate e controllante (per 82,6 milioni di Euro) ed oneri finanziari (per 2,4 milioni di Euro) principalmente da società controllate.

### Rettifiche di valore di attività finanziarie

La voce include il fair value degli strumenti derivati aperti al 31 dicembre 2025 e le variazioni di fair value degli strumenti non di copertura realizzate nel corso del 2025. La voce accoglie l'impatto negativo della svalutazione della partecipazione nella controllata spagnola a seguito dell'attività di I-Test (per 37 milioni di Euro) e la svalutazione della partecipazione nella controllata svedese per effetto dell'adeguamento del valore della partecipazione al valore di realizzo (per 36,9 milioni di Euro).

### Imposte sul reddito

Il carico fiscale sul risultato economico dell'esercizio risulta complessivamente negativo per 13,1 milioni di Euro.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

### Stato Patrimoniale

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Capitale immobilizzato	2.759.484	3.724.111
Capitale circolante operativo netto	15.627	(24.642)
Trattamento di fine rapporto	(1.526)	(1.580)
Altre attività	74.928	91.020
Altre passività	(55.835)	(55.170)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.792.679</b>	<b>3.733.738</b>
Patrimonio netto	3.555.982	3.588.711
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine		
Indebitamento finanziario a breve termine	(763.304)	145.026
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>2.792.679</b>	<b>3.733.738</b>

Al 31 dicembre 2025 il capitale investito netto ammonta a 2.793 milioni di Euro.

### Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato è costituito principalmente dalle immobilizzazioni finanziarie, che includono le partecipazioni detenute nelle controllate totalitarie, altresì i crediti finanziari immobilizzati verso le Società controllate, una parte dei quali (per 1.021 milioni di Euro) sono stati riclassificati a crediti finanziari a breve termine in considerazione dell'intenzione del Management di procedere con Versamenti in equity a favore di alcune società controllate che verranno finalizzati nel corso dell'esercizio 2026.

### Capitale circolante operativo netto

Il capitale circolante operativo netto è costituito principalmente da crediti e debiti commerciali verso società del Gruppo e verso terzi e dal magazzino ricambi; nel 2025 accoglie anche la partecipazione nella controllata svedese in considerazione dell'intenzione del Gruppo di cedere l'asset (poi concretizzata a gennaio 2026), il cui valore è stato allineato al presumibile valore di realizzo.

### Altre attività

Sono costituite principalmente da crediti verso l'erario, da altri crediti verso società del Gruppo.

Tale voce include inoltre crediti per derivati di copertura su *commodities* e da altri crediti diversi per controparti terze.

## Altre passività

Sono costituite principalmente da debiti tributari a breve termine, da debiti verso società del Gruppo, altri debiti verso controparti terze, altri fondi per rischi ed oneri e risconti passivi su Virtual PPA. Tale voce include inoltre debiti per derivati di copertura su *commodities*.

## Indebitamento finanziario

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Debiti verso banche a breve termine	-	-
Debiti finanziari verso imprese del Gruppo	412.553	296.760
Debiti finanziari verso terzi entro 12 mesi	-	1.844
<b>Passività finanziaria a breve termine</b>	<b>412.553</b>	<b>298.604</b>
Disponibilità liquide	(10.881)	(12.338)
Crediti finanziari verso imprese del Gruppo	(1.161.837)	(98.143)
Altri crediti finanziari a breve termine	(3.137)	(43.097)
<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(1.175.856)</b>	<b>(153.578)</b>
<b>Totale</b>	<b>(763.303)</b>	<b>145.026</b>

L'indebitamento finanziario netto è principalmente costituito da:

- altri debiti finanziari verso imprese del Gruppo (Controllate italiane ed estere), in aumento rispetto al 2024 principalmente per maggiore liquidità generate dalle controllate;
- crediti finanziari verso imprese del Gruppo che includono:
  - crediti finanziari verso imprese del Gruppo principalmente verso la Controllante (per 120 milioni)
  - per 20 milioni crediti finanziari verso la propria partecipata svedese;
  - per 1.021 milioni di Euro crediti verso controllate riclassificati dai crediti immobilizzati in considerazione dell'intenzione del Management di procedere con Versamenti in equity a favore di alcune società controllate che verranno finalizzati nel corso dell'esercizio 2026;
- altri crediti finanziari a breve termine, in diminuzione rispetto allo scorso anno in considerazione del rilevante decremento degli investimenti di liquidità a breve termine (Time Deposit e "Overnight deposit account").

## NOTE GESTIONALI SULLE PRINCIPALI SOCIETÀ CONTROLLATE NON CONSOLIDATE, COLLEGATE

Si segnala inoltre che il Gruppo detiene partecipazioni in società controllate non operative, di seguito elencate:

- Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher SARL
- Parc Eolien du Puits Gergil SARL
- Parc Eolien du Plateau de la Perche SARL
- Parc Eolien des Boules SARL
- Parc Eolien de la Foye Sas
- Ferme Eolienne de la voie Sacree sud SAS
- Parc Eolien Des Grandes Bornes Sas
- Parc Eolien Des Jonquilles Sas
- Parc Eolien De La Plaine De Burel
- Parc Eolien De Saint Priest En Murat
- Parc Eolien Des Vents Communaux
- Parc Photovoltaique de la Vallée Brousse
- Parc Eolien de six chemins
- Parc Photovoltaique de la Vallée de la Doulaye
- Solaires ERG 1 S.a.s
- Les Grands Bruyères
- Parc Photovoltaique des Béluets
- Centre Photovoltaique du Pla D'Alzau
- Fattoria Solare Futurasun S.r.l.
- REN BETA I, S.L.U.
- ERG Germany Verwaltungs GmbH
- ERG Windpark Bischhausen & Co. KG

Sono altresì escluse dall'area di consolidamento le seguenti società controllate in liquidazione:

- ERG Petroleos S.A. in liquidazione
- Eolico Troina S.r.l. in liquidazione

### INFORMATIVA AI SENSI ALL'ART. 2.6.2, COMMA 7, DEL REGOLAMENTO DI BORSA ITALIANA S.P.A

In relazione agli obblighi di cui all'art. 2.6.2, comma, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A. e tenuto conto del disposto di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati adottato dalla Consob con delibera n. 16191 del 29 ottobre 2007 e s.m.i. si attesta che (i) ERG S.p.A. ha acquisito da *ERG UK Holding Limited, Creag Riabhach Wind Farm Ltd, Sandy Knowe Wind Farm Limited, Great Pathfinder Wind LLC, Mulligan Solar LLC* (le società) lo statuto, la composizione e i poteri dei relativi organi sociali; (ii) le società forniscono ai revisori del Gruppo le informazioni necessarie per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali di ERG S.p.A. e dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla Direzione ed ai revisori del Gruppo i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato.

Si attesta che ERG S.p.A. ha messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale la situazione contabile delle società.

# ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO DA PARTE DI ERG S.P.A

ERG S.p.A. svolge un'attività di direzione e coordinamento nei confronti delle società, italiane ed estere, controllate direttamente e indirettamente, le quali beneficiano dei vantaggi, delle sinergie e delle economie di scala derivanti dall'appartenenza al Gruppo; tale attività è esercitata nel rispetto dell'autonomia gestionale e operativa delle suddette società controllate e si articola (i) nella definizione delle strategie di business, del sistema di corporate governance e degli assetti societari, nonché (ii) nella determinazione di politiche generali comuni in materia di risorse umane, *information & communication technology*, contabilità, bilancio, fiscalità, *procurement*, finanza, investimenti, *risk management*, affari legali e societari, comunicazione, relazioni istituzionali, *corporate social responsibility*, M&A, *business development* ed *engineering & construction*. Tenuto conto del modello organizzativo societario adottato dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2017, le società italiane controllate direttamente e indirettamente nei confronti delle quali è stata svolta, nel corso del 2025, ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del Codice Civile, l'attività di direzione e coordinamento nell'ambito sopra delimitato sono:

ERG Power Generation S.p.A. e le seguenti società italiane dalla stessa direttamente o indirettamente controllate:

- Brevia Wind S.r.l.
- ERG Eolica Adriatica S.r.l.
- ERG Eolica Campania S.r.l.
- ERG Eolica Faeto S.r.l.
- ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.
- ERG Eolica Ginestra S.r.l.
- ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.
- ERG Eolica Tirreno S.r.l.
- ERG Solar Holding S.r.l.
- ERG Sviluppo Italia S.r.l.
- ERG Wind Bulgaria S.p.A.
- ERG Wind Investments S.r.l.
- Ginestra S.r.l.
- Green Vicari S.r.l.
- ISAB Energy Solare S.r.l.
- Eolico Troina S.r.l. in liquidazione
- Andromeda PV S.r.l.
- Calabria Solar S.r.l.
- ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.
- Fattoria Solare Futurasun S.r.l.
- ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.
- ERG Wind Sardegna S.r.l.
- ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.
- ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.
- ERG Wind 6 S.r.l.
- ERG Wind Energy S.r.l.

Con riferimento a quanto previsto dall'articolo 2497-ter Codice Civile, si riportano le decisioni assunte da **ERG Power Generation S.p.A.** soggette all'attività di direzione e coordinamento svolta da ERG S.p.A.:

- **Consiglio di Amministrazione del 10 marzo 2025:**  
punto 5. Costituzione di una nuova società in Francia; delibere inerenti e conseguenti
- **Consiglio di Amministrazione del 14 maggio 2025:**  
punto 3. Previsione trimestrale sull'andamento del budget annuale degli investimenti
- **Consiglio di Amministrazione del 16 giugno 2025:**  
punto 1. Gara per la fornitura pluriennale di energia elettrica a RFI S.p.A.; delibere inerenti e conseguenti  
punto 2. Accordo transattivo con ETA S.r.l. e Allianz S.p.A.; delibere inerenti e conseguenti  
punto 3. Accordo transattivo con APEX Pinnacle I Member LLC; delibere inerenti e conseguenti
- **Consiglio di Amministrazione del 31 luglio 2025:**  
punto 3. Previsione trimestrale sull'andamento del budget annuale degli investimenti  
punto 4. Contratto di fornitura pluriennale di energia elettrica con A2A S.p.A.; delibere inerenti e conseguenti
- **Consiglio di Amministrazione del 26 settembre 2025:**  
punto 1. Nuova operazione nel settore delle energie rinnovabili; delibere inerenti e conseguenti

- **Consiglio di Amministrazione del 13 novembre 2025:**  
punto 3. Previsione trimestrale sull'andamento del budget annuale degli investimenti
- **Consiglio di Amministrazione del 27 novembre 2025:**  
Punto 1. Contratto di fornitura pluriennale di energia elettrica con Skellefteå Kraftaktiebolag; delibere inerenti e conseguenti  
Punto 2. Accordo transattivo relativo all'impianto di Creag Riabhach (Scozia); delibere inerenti e conseguenti.
- **Consiglio di Amministrazione dell'11 dicembre 2025:**  
Punto 1. Budget investimenti per l'anno 2025  
Punto 2. Calendario delle riunioni degli organi sociali per l'anno 2025  
Punto 5. Aggiornamento del Codice di condotta dei fornitori del Gruppo ERG  
Punto 6. Aggiornamento della Policy Anticorruzione del Gruppo ERG  
Punto 7. Proposta di modifica dello Statuto Sociale
- **Sottoscrizione in data 30 gennaio 2026** di un Bess Tolling Agreement con la Società controllata Green Vicari S.r.l. (con efficacia a partire dal 17 giugno 2025)

## SEDI SECONDARIE

ERG S.p.A. ha sede legale e operativa in Genova. La società non ha sedi secondarie.

## RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le informazioni relative ai rapporti con parti correlate, ivi comprese le operazioni con società partecipate non consolidate, sono contenute nelle Note al Bilancio Consolidato. La Procedura per le operazioni con Parti Correlate, adottata dalla Società, è a disposizione del pubblico sul sito [www.erg.eu](http://www.erg.eu). (Tale informazione è riportata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, parte integrante del Bilancio).

## FATTI DI RILIEVO DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
20 gennaio 2026	<b>UK &amp; Nordics</b>	<b>Wind</b>	ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW. L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 97 milioni di sterline. In parallelo ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 62 MW.
21 gennaio 2026	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Il Gruppo ERG si è posizionato al primo posto della classifica mondiale "Global 100 most sustainable corporations in the world" 2026 di Corporate Knights, che ha valutato oltre 8.000 aziende quotate. ERG si è inoltre aggiudicata la leadership assoluta per avere raggiunto quota 100% di ricavi e investimenti sostenibili, oltre che per la sua strategia di sostenibilità alla quale è legata anche la politica di remunerazione aziendale.

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE ANNO 2026

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da una forte volatilità sia dei volumi di produzione – influenzati dalla disponibilità di vento e irraggiamento – sia dei prezzi di mercato. A ciò si aggiunge un quadro regolatorio in continua evoluzione e segnato da elementi di incertezza, in un clima di crescente pressione politica sui costi dell'energia. In Italia, il recente "Decreto Bollette 2026" introduce una serie di norme finalizzate a ridurre il costo dell'energia elettrica per famiglie ed imprese. Tra queste il decreto prevede meccanismi di rimborso a partire dal 2027, da attuarsi attraverso l'adozione di provvedimenti che dovranno essere definiti dall'ARERA nei prossimi mesi, di alcune componenti di approvvigionamento e delle quote ETS, determinando un vantaggio competitivo per la generazione termoelettrica a gas e attenuando il segnale economico a favore della transizione verso le fonti rinnovabili. Tuttavia, l'efficacia di tali disposizioni, in particolare la disciplina di rimborso ai produttori termoelettrici degli oneri connessi alle emissioni ETS, è subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione europea. Una migliore stima degli effetti di tale decreto potrà pertanto essere fatta solo a valle di tale autorizzazione e del periodo di conversione parlamentare in legge, ovvero entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto in Gazzetta Ufficiale (20 febbraio 2026).

Nei primi due mesi del 2026 lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in calo rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo 2025. In termini di risorsa naturale la produzione dei primi mesi del 2026 è in linea alle nostre aspettative ma superiore all'analogo periodo del 2025 caratterizzato da una ventosità eccezionalmente scarsa.

ERG per mitigare la volatilità dei prezzi di mercato 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 2026 rispetto al 2025 che non includono eventuali effetti regolatori sopra citati.

## ITALIA

Il **marginale operativo lordo del Wind è atteso in lieve crescita** grazie ai maggiori volumi attesi nell'anno confrontati con un 2025 caratterizzato da eccezionale scarsa ventosità seppur in gran parte compensati dai minori prezzi catturati sui mercati spot e sulle coperture a termine oltre al minor valore dell'incentivo GRIN (50 €/MWh nel 2026 rispetto ai 55 €/MWh del 2025) su un montante di volumi in riduzione per effetto della progressiva uscita di alcuni impianti dal regime incentivato.

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2025 prevalentemente per effetto dei minori prezzi catturati a seguito dello scenario di mercato in riduzione, compensati da maggiori volumi attesi

Si stima per il 2026 un **marginale operativo lordo Wind & Solar Italia sostanzialmente in linea** rispetto al 2025.

## ESTERO

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto delle maggiori produzioni rispetto alla minore ventosità diffusa registrata nel corso del 2025, dal perimetro derivante dal re-focus geografico con l'acquisto di 72 MW in UK e la vendita di 62 MW in Svezia, dal pieno contributo di un parco Greenfield entrato in esercizio in UK nel secondo semestre 2025 (47 MW) e dal primo contributo di un parco Greenfield in Germania (+22 MW) e di un parco repowering in Francia (+23 MW di nuova capacità) previsti in esercizio nella seconda metà dell'anno. Tali risultati risultano in parte compensati dallo scenario previsto in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in lieve aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto del miglior irraggiamento atteso in parte compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto di uno scenario di mercato in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Wind & Solar all'estero è atteso in aumento** rispetto al 2025.

## GUIDANCE 2026

Per l'esercizio 2026, a livello di Gruppo, si stima un marginale operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 590 milioni.

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 330 e 380 milioni (235 milioni nel 2025) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK e la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2026 e il 2027 rispettivamente per 45 MW di nuova capacità nel 2026 e 77 MW netti nel 2027 di nuova capacità. Tali investimenti non includono la cessione di 62 MW in Svezia.

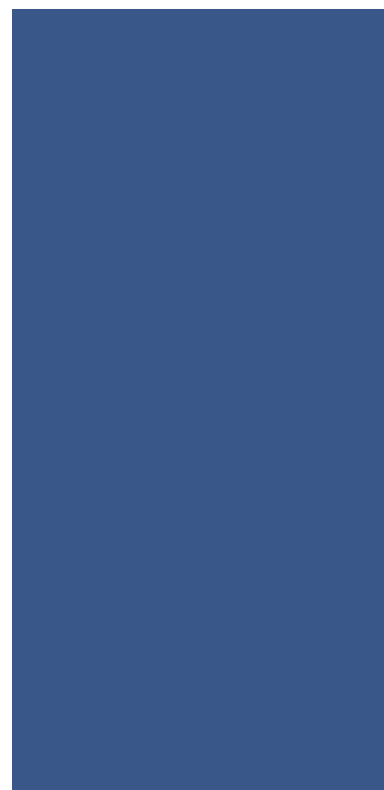
Genova, 10 marzo 2026

Per il Consiglio di Amministrazione  
L'Amministratore Delegato

Renato Sturani



# Bilancio Consolidato



## PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO<sup>(1)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	2025	2024
Ricavi	1	743.712	731.206
Altri proventi	2	47.851	52.264
Costi per acquisti	3	(8.538)	(9.714)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(207.015)	(193.190)
Costi del lavoro	5	(33.117)	(31.873)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>542.894</b>	<b>548.693</b>
Ammortamenti immobilizzazioni Immateriali	21	(75.693)	(72.607)
Ammortamenti Immobilizzazioni Materiali	21	(191.831)	(186.273)
Ripristini (svalutazioni) di valore	21	(81.156)	(9.099)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>194.213</b>	<b>280.714</b>
Proventi finanziari	36	39.007	36.470
Oneri finanziari	36	(56.767)	(42.322)
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>		<b>(17.760)</b>	<b>(5.852)</b>
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	24	4.053	(2.382)
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>		<b>4.053</b>	<b>(2.382)</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>180.505</b>	<b>272.480</b>
Imposte sul reddito	40	(43.781)	(41.690)
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO</b>		<b>136.724</b>	<b>230.791</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute		(26.981)	(2.222)
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>109.744</b>	<b>228.568</b>
Risultato di azionisti terzi		5.491	2.629
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>		<b>104.253</b>	<b>225.940</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente bilancio consolidato.

(2) I dati 2025 e 2024 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alle attività discontinue in Svezia. Si veda quanto indicato nella sezione VII. Attività operative destinate a essere cedute.

## PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO <sup>(1)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	2025	2024
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>109.744</b>	228.559
<b>Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico</b>			
Variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti		(222)	124
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti		53	(30)
	<b>16</b>	<b>(169)</b>	<b>94</b>
<b>Variazioni che saranno riclassificate a conto economico</b>			
Variazioni della riserva di cash flow hedge relative ad attività continue		(28.306)	1.438
Variazione di fair value della copertura efficace dei flussi finanziari relativa ad attività destinate a essere cedute		(3.166)	-
Imposte sul reddito relative		7.553	(345)
	<b>29</b>	<b>(23.919)</b>	<b>1.093</b>
Variazioni della riserva di traduzione relativa ad attività continue		(60.144)	17.305
Variazione della riserva di traduzione relativa ad attività destinate a essere cedute		2.870	(2.377)
	<b>29</b>	<b>(57.274)</b>	<b>14.928</b>
<b>Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte</b>		<b>(81.362)</b>	<b>16.115</b>
<b>Risultato netto complessivo del periodo</b>		<b>28.382</b>	<b>244.674</b>
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		5.491	2.629
<b>Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo</b>		<b>22.890</b>	<b>242.045</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente bilancio consolidato

## PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA<sup>(1)(2)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	31/12/2025	31/12/2024
<b>ATTIVITÀ</b>			
Autorizzazioni e Concessioni	15	936.289	1.087.846
Altre attività immateriali	16	11.628	15.850
Avviamento	17	441.888	453.988
Immobili, impianti e macchinari	18	2.893.974	2.987.780
Attività per diritti di utilizzo	19	203.962	216.245
Partecipazioni:			
- valutate con il metodo del patrimonio netto	23	390	428
- altre partecipazioni	23	424	357
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	13.024	23.808
Altre attività finanziarie non correnti	25	49.339	46.654
Attività per imposte differite	42	73.266	120.986
Altre attività non correnti	10	49.512	49.325
<b>Attività non correnti</b>		<b>4.673.697</b>	<b>5.003.266</b>
Rimanenze	7	24.985	23.435
Crediti commerciali	6	136.608	135.630
Altri crediti e attività correnti	9	124.107	99.158
Attività per imposte correnti	41	29.906	22.101
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	6.275	7.706
Attività finanziarie correnti	32	115.753	83.882
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	49.870	85.714
<b>Attività correnti</b>		<b>487.504</b>	<b>457.627</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>		<b>79.814</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>5.241.016</b>	<b>5.460.892</b>
Capitale Sociale	28	100.000	100.000
Altre Riserve	28	2.877.489	2.835.326
Utili/(Perdite) a nuovo	28	910.839	868.319
Utile del periodo	28	104.253	225.930
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>		<b>3.992.580</b>	<b>4.029.575</b>
<b>Partecipazioni di terzi</b>	29	<b>65.353</b>	<b>76.485</b>
<b>Patrimonio Netto</b>		<b>4.057.933</b>	<b>4.106.060</b>
<b>PASSIVITÀ</b>			
Benefici ai dipendenti	14	2.099	1.984
Passività per imposte differite	42	210.386	277.861
Fondo oneri smantellamento	20	91.968	90.630
Altri fondi non correnti	26	30.562	38.447
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	96.272	99.104
Passività finanziarie non correnti	33	30.161	127.252
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	227.529	221.818
Passività Tax Partner USA	12	119.785	162.510
Altre passività non correnti	13	82.621	61.086
<b>Passività non correnti</b>		<b>891.383</b>	<b>1.080.693</b>
Altri fondi correnti	26	29.630	29.054
Debiti commerciali	8	116.002	114.528
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	11.245	9.832
Passività finanziarie correnti	33	17.680	29.406
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	4.539	5.820
Altre passività correnti	11	72.025	50.112
Passività per imposte correnti	41	17.441	35.388
<b>Passività correnti</b>		<b>268.561</b>	<b>274.140</b>
<b>Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute</b>		<b>23.139</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>1.183.083</b>	<b>1.354.833</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>5.241.016</b>	<b>5.460.892</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato.

(2) I dati al 31 dicembre 2025 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alle attività di cessione degli asset in Svezia. Si veda quanto indicato nella Sezione VII. Attività destinate a essere cedute.

## PROSPETTO DEI FLUSSI FINANZIARI <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>

(migliaia di Euro)	2025	2024
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI ESERCIZIO (A):</b>		
Risultato netto del periodo	109.744	228.559
Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	330.855	272.565
Incremento altri fondi	5.367	3.953
Decremento altri fondi	(13.355)	(20.934)
Svalutazione dei crediti ed attività correnti	(185)	(185)
Proventi (oneri) da partecipazioni	(4.053)	1.412
Variazione dei fondi relativi al personale	114	(348)
Oneri finanziari	17.760	10.915
Imposte sul reddito	43.781	40.941
Altre variazioni di elementi non monetari	56.869	19.166
	<b>546.898</b>	<b>556.045</b>
<b>Variazione delle altre attività e passività di esercizio:</b>		
Variazione delle rimanenze	(1.550)	(3.274)
Variazione dei crediti commerciali	844	25.719
Variazione dei debiti commerciali	(7.672)	(6.251)
Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	(30.240)	(19.057)
Variazione fair value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	-	(907)
Pagamento imposte	(40.289)	(34.546)
	<b>(78.906)</b>	<b>(38.316)</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA IN ESERCIZIO (A)</b>	<b>467.992</b>	<b>517.728</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA DESTINATA AD ESSERE CEDUTA</i>	12.340	-
<b>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA</b>	<b>480.332</b>	<b>517.728</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO (B):</b>		
Acquisizioni di attività immateriali e avviamento	(3.903)	(4.008)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	(165.643)	(227.591)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	(78)	(191)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	2.413	(28.713)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	48	-
Incasso da cessione partecipazioni per clausole di aggiustamento prezzo	4.082	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	318	(668)
Variazione netta delle altre attività finanziarie correnti	(14.842)	194.607
Variazione Area di Consolidamento per business combination (3)	(28.338)	(250.862)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO IN ESERCIZIO (B)</b>	<b>(205.943)</b>	<b>(317.425)</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	-	-
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO</b>	<b>(205.943)</b>	<b>(317.425)</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO (C):</b>		
Rimborsi ordinari di finanziamenti non correnti	(14.900)	(22.587)
Variazione netta finanziamenti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	(57.641)	(31.739)
Variazione netta delle altre attività/passività finanziarie correnti	(25.189)	(25.730)
Interessi pagati	651	(3.796)
Chiusura anticipata finanziamenti	(106.641)	-
Dividendi corrisposti a terzi	(75.987)	(65.598)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	(18.187)	(16.811)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO IN ESERCIZIO (C):</b>	<b>(297.893)</b>	<b>(166.260)</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	(2.339)	-
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO</b>	<b>(300.233)</b>	<b>(166.260)</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI NETTI DEL PERIODO (A+B+C)</b>	<b>(35.844)</b>	<b>34.043</b>
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO</b>	<b>85.714</b>	<b>51.671</b>
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO	(35.844)	34.043
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>	<b>49.870</b>	<b>85.714</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato.

(2) I dati sono presentati al netto dei flussi generati dalle "Attività e passività destinate a essere cedute". I flussi generati dalle "Attività e passività destinate a essere cedute" sono indicati separatamente rispettivamente per i flussi finanziari derivanti dall'attività Operativa, di Investimento e di Finanziamento. I flussi delle "Attività in esercizio" sono ottenuti dalla sommatoria delle voci di cui sopra.

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO <sup>(1)</sup>

(migliaia di Euro)	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Patrimonio Netto
<b>SALDO AL 31/12/2023</b>	100.000	3.537.933	205.386	3.843.319	6.668	3.849.987
<b>Destinazione del risultato 2023</b>	-	205.386	(205.386)	-	0	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	-	409	-	409	-	409
<b>Operazioni con Soci:</b>						
Distribuzione dividendi	-	(60.000)	-	(60.000)	(5.598)	(65.598)
Aumento di capitale	-	-	-	-	-	-
Acquisizioni di società con terzi	-	-	-	-	72.841	72.841
Altre variazioni	-	3.801	-	3.801	(56)	3.745
Risultato 2024	-	-	225.930	225.930	2.629	228.559
Variazione attuariale fondo per benefici ai dipendenti	-	94	-	94	-	94
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	1.093	-	1.093	-	1.093
Variazioni della riserva traduzione	-	14.928	-	14.928	-	14.928
<b>Risultato netto complessivo</b>	-	16.115	225.930	242.045	2.629	244.674
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	100.000	3.703.644	225.930	4.029.575	76.485	4.106.060
<b>Destinazione del risultato 2024</b>	-	225.930	(225.930)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	-	-	-	-	-	-
<b>Operazioni con Soci:</b>						
Distribuzione dividendi	-	(70.000)	-	(70.000)	(5.987)	(75.987)
Aumento di capitale	-	-	-	-	-	-
Acquisizioni di società con terzi	-	10.637	-	10.637	(10.637)	-
Altre variazioni	-	(523)	-	(523)	-	(523)
Risultato 2025	-	-	104.253	104.253	5.491	109.744
Variazione attuariale fondo per benefici ai dipendenti	-	(169)	-	(169)	-	(169)
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	(23.919)	-	(23.919)	-	(23.919)
Variazioni della riserva traduzione	-	(57.274)	-	(57.274)	-	(57.274)
<b>Risultato netto complessivo</b>	-	(81.362)	104.253	22.890	5.491	28.382
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	100.000	3.788.326	104.253	3.992.580	65.353	4.057.932

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato

# NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO

## I. INTRODUZIONE

ERG Power Generation S.p.A. è l'entità che redige il Bilancio e ha sede legale a Genova in via De Marini 1 (Torre WTC), Italia. Il Bilancio Consolidato 2025 comprende i bilanci della ERG Power Generation S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il Gruppo ERG"). L'attività caratteristica del Gruppo ERG consiste nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare in Italia, Francia, Germania, Spagna, Regno Unito, Polonia, Romania, Bulgaria, Svezia<sup>1</sup> e Stati Uniti d'America. La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2026.

### Criteri di redazione

Il presente Bilancio Consolidato, se non diversamente indicato, è espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della capogruppo ERG Power Generation S.p.A. e moneta di presentazione), ed è stato redatto:

- in conformità ai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea nonché in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del Decreto Legislativo n.38 del 28 febbraio 2005;
- nella prospettiva della continuità aziendale, e pertanto nel presupposto che il Gruppo sarà in grado di soddisfare le condizioni di rimborso obbligatorie delle linee di credito concesse dalle banche e delle emissioni obbligazionarie come indicato nella **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari**.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare tutti gli importi arrotondati alle migliaia di euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

Il presente Bilancio è sottoposto a revisione contabile da parte della società KPMG S.p.A. in base all'incarico di revisione legale per gli esercizi 2018 – 2026 conferito ai sensi del Decreto Legislativo 39/2010 dall'Assemblea degli azionisti del 23 aprile 2018.

I principi contabili e i criteri di valutazione sono presentati all'interno di ciascuna nota alla quale si riferiscono.

Le variazioni intervenute nell'applicazione dei principi contabili, laddove rilevanti, sono descritte nei successivi paragrafi.

### Contenuto e forma del Bilancio Consolidato

Il presente Bilancio è costituito:

- dagli **schemi primari** di Bilancio, con le seguenti caratteristiche:
  - il **Prospetto della Situazione patrimoniale finanziaria** consolidata presenta le attività e passività in base alla loro scadenza, separando le poste correnti e le poste non correnti. Le attività correnti sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura;
  - il **Prospetto di Conto economico** include un'analisi delle poste per natura, struttura ritenuta più rappresentativa rispetto alla presentazione per destinazione. La forma scelta è, infatti, conforme alle modalità di reporting interno e di gestione;
  - il **Prospetto di conto economico complessivo** riporta principalmente le componenti di risultato sospese a patrimonio netto;
  - il **Prospetto dei flussi finanziari** è strutturato sulla base del metodo indiretto, con indicazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento.
  - il **Prospetto delle variazioni del patrimonio netto** è predisposto secondo le disposizioni dello IAS 1 ed evidenzia separatamente i flussi inerenti le componenti della riserva di altre componenti del risultato complessivo.
- dalle **Note illustrative al Bilancio Consolidato**.

Inoltre, come richiesto dalla delibera Consob 15519 del 27 luglio 2006, nella **Nota 44 – Poste non ricorrenti** sono stati indicati separatamente quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Sempre in applicazione della suddetta delibera Consob, nella **Nota 45 – Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate, i quali non risultano essere peraltro significativi per il presente Bilancio.

### Uso di stime – Rischi e incertezze

#### **Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione**

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi di Bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive.

Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di periodo in periodo e, pertanto, non è da escludersi che nei periodi successivi gli attuali valori di Bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate.

1 Business in corso di cessione come meglio commentato nella sezione **VII. Attività operative destinate a essere cedute**.

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
<b>Impairment test di avviamento autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo</b>	<p>Le principali assunzioni per la determinazione dei valori recuperabili riguardano, nello specifico:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• l'individuazione dei prezzi attesi di energia,</li><li>• la valutazione delle disponibilità delle risorse rinnovabili,</li><li>• l'evoluzione del quadro regolatorio,</li><li>• l'individuazione di variabili macroeconomiche quali inflazione e tassi di sconto, anche legate all'attuale clima di incertezza geopolitica,</li><li>• i tassi di cambio,</li><li>• la valutazione di possibili impatti dei cambiamenti climatici.</li></ul> <p>Per maggiori dettagli si rimanda alla <b>Nota 22 - Impairment test</b>.</p>
<b>Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti</b>	<p>Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua, la quale può arrivare fino a 40 anni. Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni.</p> <p>La vita utile degli immobili, impianti e macchinari è rivista annualmente e rettificata laddove la stima più recente differisca dalle precedenti. Eventuali modifiche nelle stime relative alla vita utile sono rilevate prospetticamente. Se un elemento di immobili, impianti e macchinari è composto da vari componenti aventi vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzate separatamente (componenti significative).</p> <p>Si veda la sezione <b>III. Attività di Investimento</b> per maggiori dettagli.</p>
<b>Recuperabilità delle imposte differite attive</b>	<p>La loro iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo degli accordi dei consolidati fiscali (<b>Nota 42 - Fiscalità Differita</b>).</p>
<b>Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali</b>	<p>I processi valutativi sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni, e riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario e quindi la classificazione tra le passività ovvero tra le passività potenziali, sia la quantificazione del relativo ammontare.</p> <p>Si veda la sezione <b>IV. Fondi e Passività Potenziali</b>.</p>
<b>Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività</b>	<p>I crediti commerciali e gli altri crediti e le attività derivanti da contratti con i clienti sono sottoposti a verifica per riduzione di valore in conformità con le disposizioni dell'IFRS 9 sulle perdite attese su crediti. Le perdite attese su crediti (<i>Expected Credit Losses</i>) sono una stima delle perdite ponderata in base alle probabilità di default della controparte. Si veda la <b>Nota 6 - Crediti commerciali</b>.</p>
<b>Valutazioni del fair value</b>	<p>Diversi principi contabili e alcuni obblighi di informativa richiedono al Gruppo la valutazione del <i>fair value</i> delle attività e delle passività finanziarie e non finanziarie. Il Gruppo ha in essere una propria struttura di valutatori responsabili in generale di tutte le valutazioni di <i>fair value</i> significative, comprese quelle di Livello 3. I dati di input non osservabili e le rettifiche di valutazione sono oggetto di regolare <i>reappraisal</i>. Quando per determinare il <i>fair value</i> si utilizzano informazioni di terzi, quali le quotazioni dei broker o i servizi di pricing, il team di valutatori valuta e documenta le evidenze ottenute dai soggetti terzi per supportare il fatto che tali valutazioni soddisfino le disposizioni degli IFRS-EU, compreso il livello della gerarchia del <i>fair value</i> in cui classificare la relativa valutazione.</p> <p>Si veda anche la sezione <b>V. Gestione finanziaria</b>.</p>
<b>Business Combination</b>	<p>Valutazione al <i>fair value</i> del corrispettivo trasferito (compreso il corrispettivo potenziale) e <i>fair value</i> delle attività acquisite e delle passività assunte, valutate a titolo provvisorio se alla Reporting Date la contabilizzazione iniziale dell'aggregazione aziendale risulta ancora provvisoria.</p>
<b>Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo delle Attività per diritti di utilizzo</b>	<p>Il tasso di attualizzazione utilizzato è il tasso di finanziamento marginale, determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e i tassi swap applicabili al Paese di riferimento. In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza dell'esercizio dell'opzione. Si veda anche la <b>Nota 19 - Attività per diritti di utilizzo</b>.</p>

## Potenziale impatto delle recenti politiche commerciali degli Stati Uniti

Dopo l'introduzione, nel corso del 2025, di nuove misure tariffarie su una serie di beni, inclusi materie prime e componenti rilevanti per la costruzione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, l'attuale amministrazione statunitense sta valutando un'ulteriore estensione di tali misure. Sebbene l'impatto diretto di tali dazi sulle attività in corso resti, allo stato attuale, limitato, il Management evidenzia un potenziale rischio operativo legato alla catena di fornitura (Procurement e Supply Chain), in particolare per quanto riguarda l'approvvigionamento di componenti per la manutenzione e per la costruzione di nuovi parchi eolici e solari. Tuttavia, i progetti attualmente in fase di costruzione in Europa proseguono regolarmente, grazie alle mitigazioni negoziate in ambito dei Framework Agreement già sottoscritti.

Il Management continuerà a monitorare con attenzione l'evoluzione delle politiche commerciali internazionali, in particolare quelle statunitensi, al fine di valutare tempestivamente eventuali impatti futuri sui costi di sviluppo e sulla pianificazione degli investimenti, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei rischi.

Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito ai rischi sopracitati e la strategia di gestione di tali rischi si rimanda a quanto indicato nella [Relazione sulla Gestione](#).

## Rischio Climate Change

Il rischio relativo al *climate change* identifica la possibilità che variazioni climatiche nel breve, medio e lungo periodo possano avere impatti operativi ed economico-finanziari derivanti da fattori come la riduzione della disponibilità di risorse rinnovabili (vento e sole), l'aumento dei costi operativi e assicurativi, e maggiori oneri di compliance. Secondo l'ultimo rapporto IPCC, si conferma l'innalzamento delle temperature globali e una maggiore frequenza di eventi estremi, sebbene la valutazione dei danni resti incerta per la difficoltà di stimare effetti futuri e vulnerabilità settoriali.

In linea con il Public Statement dell'ESMA del 24 ottobre 2024, ERG ha portato avanti dal 2023 un'analisi quantitativa sull'impatto del *climate change* sulla produzione degli asset eolici e solari. Lo studio ha evidenziato rischi di riduzione delle risorse, analizzando la velocità media del vento a 100 metri e l'irraggiamento solare. Gli impatti, ritenuti non significativi, sono stati riflessi nei Piani Industriali di medio (Piano Mercato) e lungo periodo (impairment test).

Secondo l'approccio del Gruppo, i rischi generati dal *climate change* si possono ricondurre alle seguenti principali tipologie:

- Variazione delle risorse rinnovabili (vento e sole);
- Eventi catastrofali, sia acuti (es. incendi, uragani, alluvioni) sia cronici (es. aumento temperatura, innalzamento del mare);
- Cambiamenti regolatori e di mercato, inclusi incentivi, domanda e competitività.

La strategia di gestione del rischio di ERG si concentra, in particolare, sulla diversificazione tecnologica e geografica delle fonti energetiche, anche sfruttando sinergie territoriali. Il Gruppo adotta inoltre strumenti di previsione meteorologica e modelli statistici per mitigare gli impatti del *climate change*.

Il Gruppo è impegnato in prima linea a contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici investendo in tecnologie a zero emissioni, come l'eolico e il solare, per allinearsi con gli obiettivi europei e delle Nazioni Unite sulle energie rinnovabili.

Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito alle tipologie dei rischi generati dal *climate change* e la strategia di gestione di tali rischi si rimanda a quanto indicato nella [Relazione sulla Gestione](#).

## Principi e variazione area di Consolidamento

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

#### Criteri e Metodi di consolidamento

Le società controllate vengono consolidate integralmente se e solo se il Gruppo dispone del controllo, ossia:

- potere sulla partecipata;
- esposizione, o diritti, a rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata;
- capacità di esercitare il proprio potere sulla partecipata per incidere sull'ammontare dei suoi rendimenti.

Quando si valuta il controllo, l'IFRS 10 richiede giudizio e valutazione continua. Per i dettagli su quando l'interessenza partecipativa non implica un controllo di fatto si rimanda a quanto fornito nella [Nota 49 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio Consolidato dal momento in cui la controllante inizia ad esercitare il controllo fino alla data in cui tale controllo cessa.

Le società collegate sulle quali il gruppo esercita un'influenza notevole e le joint venture (generalmente corrispondenti a una partecipazione compresa tra il 20% e il 50%) sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto.

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società controllate si rimanda a quanto riportato nella [Nota 49 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#) e nella [Nota 30 - Partecipazioni di terzi](#).

#### Conversione di bilanci in moneta diversa dall'Euro (i.e. Gestioni estere) e moneta funzionale

La valuta funzionale del Gruppo è l'Euro. La conversione dei bilanci delle controllate espressi in moneta diversa dall'Euro avviene secondo le seguenti modalità:

- le attività e le passività, compresi l'avviamento e le rettifiche al fair value derivanti dall'acquisizione, sono convertite in euro utilizzando il tasso di cambio rilevato alla data di chiusura del periodo.
- i ricavi e i costi di conto economico e nel prospetto di conto economico complessivo delle gestioni estere, sono convertiti in euro utilizzando il tasso di cambio medio del periodo.

Le differenze cambio sono rilevate nel Prospetto di conto economico complessivo e incluse nella riserva di traduzione ad eccezione delle differenze di cambio che vengono attribuite alle partecipazioni di terzi. Si elencano qui di seguito i tassi di cambio utilizzati per la conversione ed il consolidamento dei bilanci in moneta diversa dall'Euro:

	Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria <sup>(1)</sup>	Conto Economico <sup>(2)</sup>
USA	USD - Dollaro americano	1,175	1,130
Regno Unito	GBP - Sterlina britannica	0,873	0,857
Polonia	PLN - Zloty	4,221	4,240
Romania	RON - Leu Romeno	5,097	5,043
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,956	1,956
Svezia	SEK - Corona Svedese	10,822	11,066

(1) Cambio al 31 dicembre 2025.

(2) Cambio medio del 2025.

## Variazioni di perimetro di consolidamento intervenute nel periodo: Regno Unito Wind

In data **16 gennaio 2025** ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo 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 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 securizzazione 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.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli impatti legati al consolidamento integrale delle società acquisite nell'esercizio:

(migliaia di Euro)	Broken Cross
Autorizzazioni e Concessioni	17.730
Avviamento	3.098
Immobili, impianti e macchinari	72.364
Attività per diritti di utilizzo	2.391
Attività finanziarie valutate al Fair Value	1.599
Attività per imposte differite	5.201
<b>Attività non correnti</b>	<b>102.383</b>
Crediti commerciali	3.038
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti <sup>(1)</sup>	(1.010)
<b>Attività correnti</b>	<b>2.028</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>104.411</b>
Passività per imposte differite	7.271
Fondo oneri smantellamento	768
Altri fondi non correnti	678
Passività finanziarie valutate al Fair Value <sup>(1)</sup>	20.201
Passività finanziarie non correnti <sup>(1)</sup>	61.385
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing <sup>(1)</sup>	2.279
<b>Passività non correnti</b>	<b>92.582</b>
Debiti commerciali	10.127
Passività finanziarie correnti <sup>(1)</sup>	1.591
Passività finanziarie correnti per beni in leasing <sup>(1)</sup>	112
<b>Passività correnti</b>	<b>11.829</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>104.411</b>

Il prospetto soprariportato espone il dettaglio delle attività acquisite e delle passività assunte comprensivo degli impatti dell'applicazione dell'IFRS 16.

(1) L'impatto sulla Posizione Finanziaria Netta fa riferimento alle seguenti voci: disponibilità liquide e mezzi equivalenti (che includono il corrispettivo pagato per l'acquisizione), attività finanziarie valutate al Fair Value, passività finanziarie non correnti, passività finanziarie non correnti per beni in leasing, passività finanziarie correnti.

Per maggiori dettagli sull'aggregazione aziendale si rinvia alla **Nota 46 - Business Combination** nella sezione **VIII. Altre Note**.

## II. GESTIONE OPERATIVA

Nella presente sezione sono commentate le voci di Bilancio strettamente legate alla gestione operativa e corrente degli asset del Gruppo oltre che l'informativa per settore operativo. In particolare, sono commentate le voci economiche che compongono il margine operativo lordo e le voci patrimoniali afferenti al capitale circolante operativo oltre che altre attività e passività.

I dati patrimoniali ed economici relativi agli asset operativi in Svezia, in corso di cessione al 31 dicembre 2025, sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nella sezione **VII. Attività destinate a essere cedute**.

### Informativa per settore operativo

#### **Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione**

*I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.*

*Si precisa che i risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management del 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 i risultati dell'eolico e del solare includono le relative coperture.*

*I settori operativi individuati ai sensi dell'IFRS 8 coincidono pertanto con le diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera: Italia, Francia, Germania, i paesi dell'Est Europa, Regno Unito ("UK"), Spagna e Stati Uniti d'America.*

*La rappresentazione per area geografica corrisponde all'approccio utilizzato dall'Amministratore Delegato e dal top Management – identificati come il più alto livello decisionale operativo – per monitorare le performance e assumere le decisioni in merito alle risorse da allocare ai settori e corrisponde alla struttura di reportistica disponibile e periodicamente analizzata a tali fini.*

*I prospetti di seguito indicati riportano pertanto un'informativa per area geografica dei risultati indicati negli schemi di Bilancio.*

*Con riferimento all'area geografica UK & Nordics (ora "UK"), e al processo di cessione degli asset in Svezia, i risultati degli asset svedesi sono stati riclassificati come "Attività operative destinate a essere cedute" e pertanto i dati di sintesi economici e patrimoniali di tali settori operativi, non sono stati illustrati nell'informativa di settore sottostante al presente paragrafo. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 - Risultato netto attività destinate a essere cedute**.*

*Si precisa che nella **Relazione sulla Gestione** al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (poste non ricorrenti, riclassifiche e altro) indicati con la definizione "adjusted" e con l'inclusione delle attività destinate a essere cedute che hanno dato pieno contributo economico nel 2025.*

*Per maggiori informazioni in merito all'andamento dei settori operativi e alla misurazione e riconciliazione dei risultati adjusted e degli altri Indicatori alternativi di performance si rimanda a quanto indicato nella **Relazione sulla Gestione** ed alla **Nota 47 - Poste non ricorrenti**.*

#### **Margine operativo lordo e Risultato operativo netto**

*Il Margine operativo lordo ed il Risultato operativo netto sono determinati dalle attività operative del Gruppo che generano ricavi continuativi e dagli altri proventi e costi correlati alle attività operative. Dal Margine operativo lordo sono esclusi i proventi e gli oneri finanziari netti, i proventi e oneri da partecipazioni, le imposte sul reddito, gli ammortamenti, ripristini (ove applicabile) e svalutazioni di valore di:*

- avviamento;
- autorizzazioni e concessioni;
- altre attività immateriali;
- immobili, impianti e macchinari;
- attività per diritti di utilizzo.

*Il Risultato operativo netto è pari al valore del Margine operativo lordo al netto degli ammortamenti ripristini e svalutazioni di valore di autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo.*

*Il Capitale investito netto è la somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative ai Benefici per i dipendenti, delle Altre attività e delle Altre passività, come meglio definiti nella **Relazione sulla Gestione**.*

## Informativa per area geografica

2025

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui						
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA
Ricavi	744	409	111	45	67	61	18	31
Margine operativo lordo	543	323	65	25	50	29	6	45
Ammortamenti e svalutazioni	(349)	(141)	(48)	(29)	(19)	(17)	(70)	(24)
Risultato operativo netto	194	153	17	(4)	31	41	(64)	22
Capitale investito netto	4.103	1.870	687	258	222	523	252	291
Investimenti in attività immobilizzate	157	74	19	29	0	34	0	1

2024

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui						
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA
Ricavi	731	418	100	55	68	48	24	18
Margine operativo lordo	549	339	51	34	54	24	15	32
Ammortamenti e svalutazioni	(281)	(147)	(48)	(22)	(19)	(15)	(12)	(18)
Risultato operativo netto	194	117	3	12	35	10	3	14
Capitale investito netto	4.208	1.919	731	237	239	433	304	345
Investimenti in attività immobilizzate	228	138	58	9	-	22	-	1

## Ricavi e marginalità operativa

### NOTA 1 - RICAVI

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

I ricavi provenienti da contratti con clienti sono rilevati ai sensi dell'IFRS 15.

Le principali tipologie di ricavi del Gruppo che generano performance obligation separate, ai sensi dell'IFRS 15, sono

1. Ricavi di vendita di commodities
  - Vendita di energia elettrica sulla borsa elettrica o attraverso contratti di breve termine;
  - Vendita di energia elettrica tramite **Power Purchase Agreement (PPA)**;
2. Ricavi per tariffa incentivante (Feed in tariff, feed in premium, aste per contracts for difference, etc.) su energia elettrica;
3. Ricavi per certificati verdi (società estere) e garanzie d'origine.

Il riconoscimento dei ricavi di vendita di energia sulla borsa elettrica o attraverso contratti bilaterali a breve termine (con durata minore di 5 anni) avviene nel momento in cui l'energia viene immessa in rete. La voce include altresì le transazioni relative alla regolazione del bilanciamento della rete elettrica e altri eventuali compensi legati alla disponibilità della capacità degli impianti.

Il Gruppo, inoltre, stipula derivati su commodity per la gestione del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica, pertanto i ricavi includono anche l'impatto degli strumenti derivati conclusi con obiettivi di copertura sulle vendite di energia del periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 39 - Informativa sui rischi finanziari**.

Per quanto riguarda i ricavi per **tariffa incentivante**, aventi generalmente durata tra i 10 e i 20 anni, può accadere che la stessa sia fatturata al cliente unitamente all'energia elettrica trasferita, o riconosciuta separatamente dai Regulator alla società (in Italia tipicamente dal GSE). Tali accordi sono considerati performance obligation separate dalla fornitura di energia e, nel caso in cui fossero unitamente fatturate assieme al corrispettivo per energia venduta al cliente, il ricavo verso il cliente esclude la porzione di tariffa incentivante. La performance obligation per tariffa incentivante viene adempiuta in un determinato momento (quando le specifiche condizioni indicate dal Regulator sono rispettate/raggiunte: produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile), in quanto non è rispettato nessuno dei criteri per l'adempimento nel corso del tempo. Tuttavia, in considerazione del fatto che l'energia elettrica è prodotta e venduta sostanzialmente nello stesso momento, la contabilizzazione del ricavo per tariffa incentivante corrisponde a quello del ricavo per vendita di energia elettrica.

Con particolare riferimento ai ricavi per tariffa incentivante regolati con aste e con meccanismo di incentivazione a due vie, tali incentivi in presenza di determinate e specifiche condizioni potrebbero configurarsi come strumenti finanziari derivati. Si segnala che, alla data del presente Bilancio, non si rilevano per il Gruppo tipologie di meccanismi di incentivazione a due vie rientranti nella definizione di strumento finanziario derivato (IFRS 9).

Per quanto riguarda i Certificati, aventi durata tra i 10 e i 20 anni, questi derivano dal fatto che il Gruppo possiede principalmente attività di generazione rinnovabile (eolico e solare) per la cui produzione i Regulator assegnano al Gruppo dei certificati da loro emessi.

I Certificati sono quindi strumenti atti a stimolare la domanda (Certificati d'origine) e l'offerta (Certificati verdi) di energia rinnovabile.

I Certificati verdi sono assegnati sostanzialmente per ogni MWh di elettricità prodotta. La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile delle fonti utilizzate dagli impianti qualificati "IGO", e per ogni MWh di energia elettrica rinnovabile immessa in rete da impianti qualificati IGO, l'ente competente rilascia un titolo "GO". In diversi Paesi in cui il Gruppo opera, i titoli "GO" sono inclusi nelle vendite ai soggetti che acquistano energia elettrica, ad esempio attraverso contratti di breve e medio-lungo termine.

Il Gruppo ritiene che il certificato sia stato già sostanzialmente assegnato nel momento in cui è prodotta l'energia rinnovabile, e i ricavi sono contabilizzati quando l'energia viene prodotta.

Si segnalano inoltre le seguenti informazioni in relazione ai requirement informativi dell'IFRS 15:

- non sono presenti contratti con componenti di finanziamento significative;
- non sono presenti contratti con corrispettivi variabili;
- come espediente pratico, l'entità ha rilevato i costi incrementali per l'ottenimento del contratto come spesa nel momento in cui sono sostenuti, in quanto il periodo di ammortamento dell'attività che l'entità avrebbe altrimenti rilevato non supera un anno.

Il Gruppo stipula regolarmente contratti di fornitura a medio-lungo termine sulla base dei quali la controparte acquista per un periodo predeterminato contrattualmente, la produzione di uno o più parchi identificati. I **Power Purchase Agreements (PPA)** sono caratterizzati da una durata pluriennale e da un prezzo definito e hanno come obiettivo quello di garantire una struttura di ricavo caratterizzata da un livello di rischio medio/basso e di assicurare un ritorno stabile sugli investimenti sostenuti per la realizzazione del suddetto piano di crescita. Il trasferimento dell'energia può essere fisico oppure può essere previsto alla data di consegna lo scambio di un differenziale sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante (PPA di tipo finanziario o virtuale, VPPA). I VPPA sono contabilizzati secondo il principio IFRS 9 senza l'applicazione della own use exemption; per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 38 - Strumenti finanziari**.

Segue una sintesi dei contratti PPA per paese finalizzati entro il 31 dicembre 2025:

PAESE	DATA DI INIZIO/ DURATA	CONTROPARTE	VOLUME/YEAR	TIPOLOGIA	PREZZO	IMPIANTI / CAPACITÀ	CONTABILIZZAZIONE
ITALIA	Gennaio 2022 / 10 anni	TIM	≈340 GWh Baseload / Pay as produced	FISICO	COLLAR	WIND ITALY Portfolio /	IFRS 15
ITALIA	Gennaio 2023 / 9 anni	TIM	≈200 GWh Baseload	FISICO	COLLAR	WIND ITALY Portfolio /	IFRS 15
ITALIA	Gennaio 2023 - aprile 2024 / 12 anni	ESSILOR LUXOTTICA	≈70 GWh Baseload	FISICO (da aprile 2024)	FISSO	Partinico / Monreale	IFRS 15
ITALIA	Gennaio 2024 / 15 anni	ST MICROELECTRONICS	≈250 GWh Baseload	FISICO	FISSO	Camporeale / Mineo-Militello- Vizzini	IFRS 15
ITALIA	Giugno 2024 20 anni	GOOGLE	≈100 GWh Pay as produced	FINANZIARIO	FISSO	Roccapalumba	IFRS 9
ITALIA	Gennaio 2025 / 5 anni	DUFERCO	≈100 GWh Pay as produced	FISICO	COLLAR	Rotello	IFRS 15
ITALIA	Gennaio 2025 / 5 anni	ENI PLENITUDE	≈64 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	San Ciroe	IFRS 15
ITALIA	Gennaio 2025 / 5 anni	ENGIE	≈44 GWh Baseload	FISICO	FISSO	WIND ITALY Portfolio	IFRS 15
ITALIA	gennaio 2027 / 15 anni	A2A	≈182 GWh Base- load / Pay as produced	FISICO	FISSO	Salemi Castelvetrano	IFRS 15
ITALIA	Agosto 2025 / 5 anni - 10 anni	RFI	≈185 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	WIND ITALY Portfolio	IFRS 15
FRANCIA	Maggio - settembre 2021 / 5 anni	ENGIE	≈45 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	Bois Bigot / Bois de l'Arche	IFRS 15
FRANCIA	Ottobre - dicembre 2021 / 5 anni	ENGIE	≈100 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	Theta Portfolio	IFRS 15
FRANCIA	Gennaio 2025 / 15 anni	LES MOSQUETAIRES	≈35 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	Chaume Solar	IFRS 15
UK	Gennaio 2022 / 6 anni	ELECTROROUTE	≈240 GWh Pay as produced	FISICO	FISSO	Evishagaran / Craggoire	IFRS 15
UK	Gennaio 2023 / gennaio 2024 / 10 anni	ENGIE UK	≈400 GWh Baseload	FISICO	FISSO	Sandy Knowe / Creagh Riabhach	IFRS 15
UK	Luglio 2026 / 15 anni	AMAZON	≈176 GWh Baseload	FINANZIARIO	FISSO	Corlacky	IFRS 9
SPAGNA	1° trimestre 2024 / 12 anni	GOOGLE	≈193 GWh Pay as produced	FINANZIARIO	FLOOR	Garnacha	IFRS 9
USA	Gennaio 2023 / 12 anni	BP	≈133 GWh Fixed Shape	FINANZIARIO	FISSO	Mulligan Solar	IFRS 9
USA	Aprile 2023 / 12 anni	META	≈831 GWh Pay as produced	FINANZIARIO	FISSO	Great Pathfinder	IFRS 9

Si segnala inoltre che nel corso del 2025 è stato sottoscritto dalla società Furukraft AB, controllata dal Gruppo al 100% e oggetto di cessione a gennaio 2026, un PPA della durata di 10 anni con Skellefteå Kraft AB, azienda municipale energetica svedese. L'accordo, con validità dal 1° gennaio 2026, prevede la fornitura di tipo pay as produced di circa 150 GWh annui, per un totale di 1,5 TWh, di energia rinnovabile prodotta dal parco eolico Furuby.

## 2025

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA	Totale
<b>Ricavi di vendita</b>								
Energia al mercato	174.016	29.449	38.038	61.947	12.296	11.511	3.751	331.008
Tariffa incentivante e certificati	127.909	69.874	6.781	5.095	670	-	1.335	211.664
Power Purchase Agreements	106.636	11.441	-	-	48.213	6.765	26.165	199.219
<b>Totale Ricavi di vendita</b>	<b>408.561</b>	<b>110.764</b>	<b>44.819</b>	<b>67.041</b>	<b>61.179</b>	<b>18.275</b>	<b>31.251</b>	<b>741.890</b>
<b>Ricavi delle prestazioni</b>								
Servizi e altro	586	521	210	-	503	-	-	1.821
<b>Totale Ricavi per prestazioni</b>	<b>586</b>	<b>521</b>	<b>210</b>	<b>-</b>	<b>503</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.821</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>409.147</b>	<b>111.285</b>	<b>45.030</b>	<b>67.041</b>	<b>61.682</b>	<b>18.275</b>	<b>31.251</b>	<b>743.712</b>
<i>di cui Wind</i>	303.475	99.030	45.030	67.041	61.682	-	22.265	598.523
<i>di cui Solar</i>	105.672	12.255	-	-	-	18.275	8.986	145.188

## 2024

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA	Totale
<b>Ricavi di vendita</b>								
Energia al mercato	203.297	28.350	39.503	59.629	7.773	17.891	1.455	357.898
Tariffa incentivante e certificati	122.908	62.251	13.251	7.810	788	-	1.129	208.137
Power Purchase Agreements	87.493	9.459	-	-	39.358	6.394	15.271	157.975
<b>Totale Ricavi di vendita</b>	<b>413.698</b>	<b>100.060</b>	<b>52.754</b>	<b>67.439</b>	<b>47.918</b>	<b>24.285</b>	<b>17.855</b>	<b>724.009</b>
<b>Ricavi delle prestazioni</b>								
Servizi e altro	4.254	183	2.396	140	183	41	-	7.196
<b>Totale Ricavi per prestazioni</b>	<b>4.254</b>	<b>183</b>	<b>2.396</b>	<b>140</b>	<b>183</b>	<b>41</b>	<b>-</b>	<b>7.196</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>417.952</b>	<b>100.243</b>	<b>55.150</b>	<b>67.578</b>	<b>48.101</b>	<b>24.326</b>	<b>17.855</b>	<b>731.206</b>
<i>di cui Wind</i>	319.875	90.012	55.150	67.578	48.101	-	12.201	592.917
<i>di cui Solar</i>	98.077	10.231	-	-	-	24.326	5.654	138.289

I ricavi risultano essere in aumento rispetto al 2024 principalmente grazie al contributo della nuova capacità in esercizio che compensa la minore ventosità.

Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella [Relazione Sulla Gestione](#).

I ricavi di vendita "Energia al mercato" includono l'impatto netto positivo pari a 9 milioni di Euro (8 milioni di Euro positivo nel 2024) degli strumenti derivati di copertura su commodities. Si rimanda alla [Nota 39 - Informativa sui rischi finanziari per ulteriori dettagli](#).

Alla voce "Power Purchase Agreement" è incluso anche il reversal della quota corrente pari a 10 milioni di Euro (2 milioni di Euro nel 2024) dei fair value di VPPA e altri contratti a prezzo fisso iscritti nell'ambito di business combination.

## NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

I proventi da Production Tax Credit USA (PTC USA) si riferiscono agli accordi di Tax Equity Partnership (TEP) in essere nella società del business eolico del perimetro americano e sono una forma di incentivazione non monetaria dilazionata nel tempo come meglio illustrato alla sezione **Principi e variazione area di Consolidamento**. I PTC sono uno degli elementi non monetari che impattano il fair value della passività in essere con il Partner; in particolare l'assegnazione dei PTC deriva dall'energia generata di volta in volta durante il periodo di riferimento. I PTC maturati sono riconosciuti alla voce Altri Proventi.

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

(migliaia di Euro)	2025	2024
Proventi da PTC USA	24.569	18.537
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	10.751	16.836
Indennizzi	9.122	11.172
Altri proventi	554	1.131
Recuperi di spese	2.856	4.588
<b>TOTALE</b>	<b>47.851</b>	<b>52.264</b>

La voce comprende principalmente i proventi da PTC nell'ambito della partnership americana per 25 milioni di Euro (19 milioni di Euro nel 2024 a partire dal 1° aprile), indennizzi contrattuali e garanzie ricevuti da fornitori per 9 milioni di Euro, rilasci di fondi rischi di natura fiscale e legale iscritti nell'ambito di alcune acquisizioni avvenute in periodi precedenti per 4 milioni di Euro, nonché al rilascio di fondi relativi ad oneri potenziali in Est Europa (4 milioni), per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

## NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 8.538 migliaia di Euro (9.714 migliaia di Euro nel 2024) comprende principalmente i costi per l'acquisto di componentistica d'impianto (*spare parts*) con vita utile non ultra-annuale e materiali di consumo principalmente in relazione agli impianti eolici. La voce è esposta al netto della variazione delle rimanenze pari a 1.801 migliaia di Euro (3.061 migliaia di Euro nel 2024). La voce inoltre include l'impatto del consumo di componenti di ricambio significative dei parchi eolici che sono state riclassificate alla voce Immobili, impianti e macchinari per 4.933 migliaia di Euro (4.233 migliaia di Euro nel 2024).

## NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

(migliaia di Euro)	2025	2024
Costi per servizi	176.127	168.058
Imposte e tasse	14.821	16.263
Affitti passivi, canoni e noleggi	3.233	2.291
Accantonamenti per rischi e oneri	2.234	2.231
Svalutazione dei crediti	4.782	185
Altri costi di gestione	5.818	4.161
<b>Totale</b>	<b>207.015</b>	<b>193.190</b>

Gli **affitti passivi, canoni e noleggi** si riferiscono principalmente a royalties e canoni relativi all'utilizzo dei software aziendali, non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16.

Le **Imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali e di natura patrimoniale sui parchi italiani ed esteri, l'IVA indetraibile per le attività finanziarie di ERG S.p.A. e delle subholding estere e altre imposte e tasse in Italia ed all'estero.

I **Costi per servizi** sono così composti:

(migliaia di Euro)	2025	2024
Manutenzioni e riparazioni	67.404	58.022
Costi per servizi da società controllante	39.655	37.167
Servizi generali e di Information Technology (IT)	23.852	25.320
Royalties e diritti di superficie	11.905	12.665
Consulenze	11.005	10.960
Utenze e somministrazioni	7.105	8.830
Assicurazioni	6.894	7.951
Costi per trasporto di energia elettrica	7.356	5.720
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	816	1.151
Pubblicità e promozioni	136	271
<b>Totale</b>	<b>176.127</b>	<b>168.058</b>

- le **Manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica; l'incremento è conseguente alle operazioni di aggregazione aziendale (acquisizioni) effettuate nel periodo oltre che al contributo dei parchi entrati in esercizio nel Regno Unito.
- i **Servizi generali e di Information Technology (IT)** riguardano servizi informatici, spese bancarie, spese generali, servizi di vigilanza e pulizia.
- le **Consulenze** comprendono principalmente le spese per consulenze legali, tecniche e professionali oltre che gli oneri sostenuti per operazioni straordinarie. Il decremento è dovuto agli oneri per operazioni straordinarie significativamente inferiori rispetto al periodo comparativo.

Gli **Emolumenti Amministratori (Italia)** comprendono gli emolumenti, le spese e la quota del costo di competenza del Piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026 di ERG S.p.A. e ERG Power Generation S.p.A. in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni. Per ulteriori dettagli si rimanda alla **Nota 5 - Costo del lavoro**.

## NOTA 5 - COSTO DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	2025	2024
Salari e stipendi	23.637	23.290
Oneri sociali	7.159	6.287
Trattamento di fine rapporto	975	815
Altri costi del personale	1.347	1.482
<b>Totale</b>	<b>33.117</b>	<b>31.873</b>

Al 31 dicembre 2025 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 445 unità (434 nel 2024).

## Circolante e altre attività e passività

(migliaia di Euro)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Crediti commerciali	6	136.608	135.630
Rimanenze	7	24.985	23.435
Debiti commerciali	8	(116.002)	(114.528)
<b>Capitale Circolante Operativo</b>		<b>45.592</b>	<b>44.537</b>
Altri crediti e attività correnti	9	124.107	99.159
Altre attività non correnti	10	49.512	49.325
Altre passività correnti	11	(72.025)	(50.112)
Passività Tax Partner USA	12	(119.785)	(162.510)
Altre passività non correnti	13	(82.621)	(61.086)
Crediti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	31	6.652	31.416
Debiti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	35	(377)	(125.626)
Benefici ai dipendenti	14	(2.099)	(1.984)
<b>Altre attività (passività)</b>		<b>(96.635)</b>	<b>(221.419)</b>

## NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

La rilevazione iniziale avviene al fair value, successivamente sono valutati applicando il criterio del costo ammortizzato. I crediti commerciali e gli altri crediti e le attività derivanti da contratti con i clienti sono sottoposti a verifica per riduzione di valore in conformità con le disposizioni dell'IFRS 9 sulle perdite attese su

crediti. Le perdite attese su crediti (ECL) sono una stima delle perdite ponderata in base alle probabilità di default della controparte. Per i clienti il Gruppo valuta individualmente la tempistica e l'importo della svalutazione sulla base della reale prospettiva di recupero.

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti verso clienti	83.515	93.405
Crediti verso incentivi	53.638	43.936
Crediti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	70	2.018
Fondo svalutazione crediti	(615)	(3.730)
<b>Totale</b>	<b>136.608</b>	<b>135.630</b>

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi (inclusi incentivi, tariffe incentivanti, certificati verdi e Conto Energia).

Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla [Nota 45 – Parti correlate](#).

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

(migliaia di Euro)	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	31/12/2024
Fondo svalutazione crediti	615	(3.359)	244	3.730
<b>Totale</b>	<b>615</b>	<b>(3.359)</b>	<b>244</b>	<b>3.730</b>

Il decremento è dovuto a un utilizzo del Fondo svalutazione crediti a fronte della cancellazione del credito di cui si è verificata la definitiva inesigibilità. Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Segue l'analisi dei crediti commerciali in essere a fine esercizio.

Lo scadenziario dei crediti è presentato già al netto del relativo fondo svalutazione crediti.

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
<b>Crediti non scaduti</b>	<b>125.732</b>	<b>124.754</b>
<b>Crediti scaduti:</b>		
entro 30 gg.	5.448	5.448
entro 60 gg.	1.571	1.571
entro 90 gg.	655	655
oltre 90 gg.	3.202	3.202
<b>Totale</b>	<b>136.608</b>	<b>135.630</b>

## NOTA 7 - RIMANENZE

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

#### Parti di Ricambio

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato (costo di sostituzione).

Il costo comprende i materiali diretti e, dove applicabili, i costi diretti del lavoro e le spese generali che sono state sostenute per portare le rimanenze a loro posizione e condizioni attuali.

Il costo viene calcolato utilizzando il metodo del costo medio ponderato.

Per il valore netto di realizzo si prende a riferimento generalmente il costo di sostituzione o dove disponibile il valore netto di realizzazione dei beni.

Le **Rimanenze**, pari a 24.985 migliaia di Euro (23.435 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025), includono principalmente parti di ricambio per parchi eolici e fotovoltaici in Italia, Francia e Germania.

## NOTA 8 - DEBITI COMMERCIALI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l'esercizio successivo.

Si riferiscono principalmente a debiti per investimenti, acquisto componentistica ed energia elettrica.

La rilevazione iniziale avviene al fair value, successivamente sono valutati applicando il criterio del costo ammortizzato.

Il Gruppo procede con l'eliminazione contabile quando l'obbligazione è stata adempiuta, cancellata o scaduta, per maggiori dettagli si veda quanto commentato con riferimento alle attività e passività finanziarie nella **Sezione V. Gestione Finanziaria** paragrafo **Posizione finanziaria netta**.

I **Debiti commerciali**, pari a 116 milioni di Euro (115 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), includono principalmente i debiti per costi di manutenzione e altri servizi da terzi per i parchi in esercizio (circa 55 milioni di Euro), per investimenti legati ai parchi in costruzione (circa 8 milioni di Euro) e per acquisti di energia elettrica per attività di ottimizzazione delle produzioni (7 milioni di Euro).

## NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti IVA	50.235	19.134
Crediti tributari	1.423	1.744
Crediti verso società del Gruppo	6.511	12.396
Quote di oneri differiti	46.167	42.430
Crediti diversi	19.771	23.454
<b>Totale</b>	<b>124.107</b>	<b>99.158</b>

Le **Quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 11 milioni di Euro e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo per circa 16 milioni di Euro.

I **Crediti tributari** sono relativi a posizioni creditorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri crediti tributari. L'incremento è principalmente riconducibile a maggiori crediti IVA rispetto all'esercizio 2024, che era influenzato da parziali anticipati incassi (per Euro 8 milioni di Euro) per effetto di operazioni di cessione a istituti bancari.

La voce non comprende posizioni creditorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 41 - Attività e passività per imposte correnti**.

## NOTA 10 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le **Altre attività non correnti** pari a 49.325 migliaia di Euro (44.844 migliaia di Euro al 31 dicembre 2024) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (19 milioni di Euro) dei crediti per contributi L.488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della *purchase price allocation* come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 13 - Altre passività non correnti**);
- a crediti per 25 milioni di Euro a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 25 - Altre attività finanziarie non correnti**;

## NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	21.467	23.565
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	10.142	17.680
Debiti verso il personale	3.114	2.996
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	2.582	2.120
Quota corrente fair value iscritti nell'ambito di business combination	1.768	1.844
Debiti tributari	1.230	1.365
Altre passività correnti	31.722	543
<b>Totale</b>	<b>72.025</b>	<b>50.112</b>

I **Debiti verso erario** comprendono le posizioni debitorie di natura tributaria quali IVA a debito e ad altri debiti tributari. La voce non comprende posizioni debitorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 42 - Attività e passività per imposte correnti**.

Lo scostamento della voce "Altre passività correnti" è riconducibile a minori debiti per IVA stanziati nel 2024 in rivalsa da un fornitore che nel 2024 aveva effettuato una conciliazione con l'Agenzia delle Entrate che sono stati pagati nel corso dell'esercizio 2025 (per 5,4 milioni di Euro).

## NOTA 12 - PASSIVITÀ TAX PARTNER USA

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

La passività verso il Tax Equity Partner USA riguarda gli accordi (Tax Equity Partnership, TEP) in essere nelle società del business eolico e solare del perimetro americano. La passività iscritta riguarda principalmente la società del business eolico in quanto forma di incentivazione dilazionata nel tempo. La TEP, sebbene si basi sull'emissione di una specifica classe di azioni e quindi nella forma apparente di uno strumento di Equity, nella sostanza si configura, ai fini dello IAS 32.15-16, come una passività che rappresenta il diritto d'uso degli elementi fiscali, non avendo strettamente le caratteristiche necessarie per la classificazione come strumento di Equity (uno strumento non può essere classificato come strumento

di Equity se esso include obbligazioni contrattuali, seppur residuali, a effettuare distribuzioni di disponibilità liquide).

La struttura di TEP è principalmente ricondotta diversi elementi iscritti principalmente nel conto economico dell'esercizio, che hanno un impatto sul fair value della relativa Passività TEP.

Al momento della rilevazione iniziale e delle rilevazioni successive, la Passività TEP deve essere quindi pari al valore attuale netto dei benefici fiscali futuri da trasferire, scontati al tasso di rendimento interno garantito al Partner sulla base degli accordi e all'importo totale a esso dovuto.

Elementi impattanti il fair value della Passività TEP	Descrizione
Crediti d'imposta sulla produzione (PTC)	L'assegnazione dei PTC al Partner deriva dall'energia generata di volta in volta durante il periodo di riferimento. I PTC sono riconosciuti alla voce Altri Proventi, con una corrispondente riduzione della Passività Tax Partner USA. La posta non ha riflessi sulla Posizione Finanziaria Netta.
Perdite fiscali, compresi gli attributi fiscali come l'ammortamento fiscale accelerato	Secondo i termini degli accordi di TEP, il veicolo è tenuto ad assegnare percentuali specifiche di perdite imponibili al Partner. Man mano che gli importi vengono assegnati, l'obbligo di consegnarli viene soddisfatto e viene registrata una riduzione della Passività Tax Partner USA con un importo corrispondente registrato alla voce imposte sul reddito nel conto economico consolidato.
Oneri finanziari	In relazione al valore attuale della Passività Tax Partner USA, vengono registrati nel conto economico consolidato oneri finanziari determinati secondo il metodo dell'interesse effettivo. In contropartita alla registrazione, la Passività Tax Partner USA aumenta.
Contributi "pay-go"	I contratti TEP prevedono soglie di produzione periodiche oltre le quali vengono riconosciute dal Partner attribuzioni monetarie "pay-go" a favore solamente del veicolo. Tali importi versati aumentano il valore della Passività Tax Partner USA.
Altre distribuzioni	Il contratto prevede anche distribuzioni di cassa al Partner, in misura non significativa. Al momento del pagamento, la Passività Tax Partner USA si riduce di tale importo.

La **Passività Tax Partner USA** si riferisce ai debiti sorti nell'ambito delle strutture di accordi di Tax Equity Partnership della business combination Pinnacle. In particolare, la voce comprende il debito nei confronti del Tax Equity Partner del progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC e del progetto solare Mulligan Solar, LLC.

Di seguito si evidenzia la movimentazione della Passività verso il Tax Equity Partner rispetto al 31 dicembre 2024.

(migliaia di Euro)	Note	Passività TEP
<b>SALDO al 31/12/2024</b>		<b>162.510</b>
Decremento per Production Tax Credit trasferiti	2	(24.569)
Decremento per perdite fiscali trasferite	41	(10.763)
Incremento per oneri finanziari	37	8.263
Incremento per attribuzioni "pay-go"		3.263
Decremento per altre distribuzioni di cassa al Partner		(2.329)
Differenze cambio		(16.589)
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>		<b>119.785</b>

## NOTA 13 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594
Fair value iscritti nell'ambito di business combination	31.391	16.805
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	21.101	13.871
Altre poste minori	1.714	1.995
<b>Totale</b>	<b>82.621</b>	<b>61.086</b>

La variazione della voce **Fair value iscritti nell'ambito di business combination** si riferisce alla valutazione dei contratti a prezzo fisso acquisiti nell'ambito della business combination Broken Cross.

Le **Quote di proventi differiti nei periodi successivi** accolgono, tra gli altri, dei risconti passivi per 13,2 milioni di Euro e 10,5 milioni di Euro rispettivamente, pari alla componente di *fair value* positiva stimata in sede di calibrazione iniziale dei modelli di valutazione dei VPPA sottoscritti per il parco di Roccapalumba in Italia e per il parco di Corlacky completato nel corso del 2025 in Irlanda del Nord, dovuta alla necessità di

allineare a un valore di partenza nullo il fair value al momento della sottoscrizione. Le componenti residue del *fair value* di tali strumenti sono iscritte alle voci Attività finanziarie valutate al *fair value* e Passività finanziarie valutate al fair value per la quale si rimanda alla **Nota 32 – Attività finanziarie valutate al *fair value*** e alla **Nota 36 - Passività finanziarie valutate al *fair value***.

## NOTA 14 - BENEFICI AI DIPENDENTI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

I benefici ai dipendenti accolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

#### Benefici a breve termine per i dipendenti

I benefici a breve termine per i dipendenti sono rilevati come costo nel momento in cui viene fornita la prestazione che dà luogo a tali benefici. Il Gruppo rileva una passività per l'importo che si prevede dovrà essere pagato quando ha un'obbligazione attuale, legale o implicita ad effettuare tali pagamenti come conseguenza di eventi passati ed è possibile effettuare una stima attendibile dell'obbligazione.

#### Benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro

Vengono erogati attraverso:

- piani a contribuzione definita: i contributi, versati a istituzioni

indipendenti che si occupano della gestione amministrativa e finanziaria degli stessi, sono rilevati come costo nell'utile/(perdita) lungo il periodo in cui i dipendenti prestano la loro attività lavorativa;

- piani a benefici definiti: la somma delle obbligazioni future nell'ambito di tali piani è basata su ipotesi attuariali utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito. Il calcolo è eseguito da un attuario indipendente. Tale calcolo si basa su ipotesi relative alla mortalità, alla rotazione del personale e agli aumenti salariali futuri stimati, nonché alle condizioni economiche specifiche di ogni paese o società del Gruppo. I tassi di sconto sono determinati, alla data di valutazione, con riferimento al rendimento delle obbligazioni societarie investment grade nella relativa area geografica (o dei titoli di Stato in paesi in cui non esiste un mercato rappresentativo per tali obbligazioni societarie).

Qui di seguito una schematizzazione delle casistiche inerenti la classificazione del TFR ai fini dello IAS 19 sulla base dei principali tipologie di TFR alla luce dell'introduzione della Legge 27 dicembre 2006, n. 296.

Tipologie di Trattamento di fine rapporto	Personale impiegato nel 2006 <sup>(1)</sup>	Classificazione IAS 19
Trattamento di fine rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 <sup>(2)</sup>	>50 dipendenti	Piano a benefici definiti
	<50 dipendenti	Piano a benefici definiti
Trattamento di fine rapporto maturato dal 1 gennaio 2007 <sup>(2)</sup>	>50 dipendenti	Piano a contribuzione definita
	<50 dipendenti	Piano a benefici definiti

(1) Per le società di nuova costituzione, il numero preso a riferimento è relativo al primo esercizio di attività.

(2) Fatte salve opzioni di destinare il TFR a forme di pensione integrativa.

#### Benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro

I benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo quando il Gruppo si è impegnato senza possibilità di recesso nell'offerta di detti benefici o, se anteriore, quando il Gruppo rileva i costi di ristrutturazione. I benefici interamente esigibili oltre dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio sono attualizzati.

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
<b>Saldo di inizio periodo</b>	<b>1.984</b>	<b>2.333</b>
Rivalutazione	(65)	(80)
Decrementi del periodo	179	(269)
<b>Saldo di fine periodo</b>	<b>2.099</b>	<b>1.984</b>

Di seguito sono illustrate le principali ipotesi utilizzate per determinare il valore attuale della passività:

	2025	2024
Tasso di sconto <sup>(1)</sup>	4,0%	3,4%
Tasso di inflazione	2,0%	2,0%
Tasso medio di rotazione	3,0%	3,0%
Tasso medio incremento retribuzioni	1,5%	1,5%
Età anagrafica media	43	42

(1) Quotazione al 31 dicembre 2025 dell'indice di benchmark iBoxx Corporate EUR con durata 10+ e rating AA.

### III. ATTIVITA' DI INVESTIMENTO

#### NOTA 15 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

##### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Le Autorizzazioni e Concessioni comprendono concessioni, autorizzazioni e diritti di gestione di parchi eolici e solari inclusi gli eventuali diritti alle tariffe incentivanti, ammortizzate in base alla loro durata residua. Tali

attività immateriali sono iscritte al costo di acquisto, comprensivo di tutti gli oneri accessori ad esse imputabili al netto degli ammortamenti e di eventuali perdite di valore come indicato in **Nota 22 - Impairment Test**.

(migliaia di Euro)	Classificate ad attività destinate a essere cedute	
	Autorizzazioni e Concessioni	Svezia
Costo storico	1.611.083	
Ammortamenti	(523.237)	
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>1.087.846</b>	
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>(29.311)</b>	<b>29.311</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>		
Variazione area di consolidamento	17.730	
Ammortamento	(75.146)	(1.020)
Svalutazioni	(46.503)	(25.865)
Altre variazioni	(18.327)	
Costo storico	1.572.774	31.607
Ammortamenti	(636.485)	(29.181)
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>936.289</b>	<b>2.426</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e alle altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

Gli importi riclassificati ad **Attività destinate a essere cedute** si riferiscono alle autorizzazioni e concessioni iscritti in sede di purchase price allocation nella società ERG Sweden Holding AB come indicato nella **Nota 44 - Attività e Passività destinate a essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo iniziale. Si precisa inoltre che tra le movimentazioni del periodo è esposta la svalutazione registrata in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5.

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'incremento derivante dall'aggregazione aziendale Broken Cross, avvenuta nel corso del primo semestre 2025. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 46 - Business Combination**.

Le **Svalutazioni** includono rettifiche al valore netto residuo delle immobilizzazioni immateriali di parchi esistenti per i quali sono stati avviati, in seguito all'ottenimento delle relative autorizzazioni nel presente esercizio, progetti di Repowering e Revamping in Italia e Germania, oltre che le rettifiche registrate a seguito della procedura di Impairment Test in Spagna per la quale si rimanda alla **Nota 22 - Impairment Test per ulteriori dettagli**.

Le **Altre variazioni** accolgono in particolare la variazione dell'effetto dei cambi avvenuta nell'esercizio con riferimento ai valori di iscrizione del perimetro degli Stati Uniti.

## NOTA 16 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Le altre attività immateriali sono costituite principalmente da licenze software. Le attività immateriali sono iscritte al costo di acquisto, comprensivo di tutti gli oneri accessori ad esse imputabili.

Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni.

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	27.907	5.429	33.336
Ammortamenti	(17.486)	-	(17.486)
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>10.421</b>	<b>5.429</b>	<b>15.850</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>			
Variazione area di consolidamento	-	-	-
Investimenti	1.187	2.066	3.252
Riclassifiche	(1.274)	(1.740)	(3.014)
Alienazioni e dismissioni	(9)	(70)	(79)
Ammortamento	(2.678)	-	(2.678)
Svalutazioni	-	(931)	(931)
Altre variazioni	(407)	(365)	(772)
Costo storico	26.963	4.388	31.351
Ammortamenti	(19.723)	-	(19.723)
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>7.240</b>	<b>4.388</b>	<b>11.628</b>

Per maggiore chiarezza, i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e alle altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

Le attività in corso di fine esercizio, come le principali variazioni del periodo, fanno riferimento a software principalmente in ERG Power Generation S.p.A..

## NOTA 17 - AVVIAMENTO

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

L'avviamento acquisito in una aggregazione aziendale non è ammortizzato, ma è sottoposto annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di avere subito una perdita di valore (cd. trigger events), a test di impairment secondo le modalità

previste dallo IAS 36 – riduzione di valore delle attività. Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 22 - Impairment Test**.

Si riporta nella tabella di cui sotto la movimentazione della voce "Avviamento" nel periodo:

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	Spagna	USA	UK	Totale
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>279.701</b>	<b>98.108</b>	<b>32.391</b>	<b>8.668</b>	<b>35.122</b>	<b>-</b>	<b>453.991</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>							
Business combination "Broken Cross"	-	-	-	-	-	3.098	3.098
Svalutazioni	(1.608)	-	-	(8.668)	-	-	(10.276)
Altre variazioni	-	-	-	-	(4.780)	(142)	(4.922)
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>278.093</b>	<b>98.108</b>	<b>32.391</b>	<b>-</b>	<b>30.342</b>	<b>2.956</b>	<b>441.891</b>
di cui Wind	194.014	82.641	32.391	-	30.342	2.956	342.344
di cui Solar	84.079	15.467	-	-	-	-	99.546

La voce al 31 dicembre 2025 risulta essere pari a 442 milioni di Euro (454 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

Le Svalutazioni includono, per quanto riguarda l'Italia, rettifiche al valore contabile dell'Avviamento relativo agli asset solari in seguito alla formalizzazione di progetti di Revamping e per quanto riguarda la Spagna, rettifiche registrate a seguito della procedura di Impairment Test. Si rimanda alla **Nota 21 - Ammortamenti e svalutazioni** e **Nota 22 - Impairment Test** per ulteriori dettagli.

## NOTA 18 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

### Immobili, impianti e macchinari

Sono iscritti al costo di acquisto, comprensivo degli oneri finanziari capitalizzati, al netto del fondo ammortamento e di eventuali perdite di valore. Sono ammortizzati in quote costanti lungo la vita utile stimata. Il costo dei beni, in presenza di obbligazioni attuali, include gli oneri per lo smantellamento, la rimozione delle attività ed il ripristino del sito, da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita ad uno specifico fondo. Gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisizione o costruzione di un bene che giustifica la capitalizzazione sono inclusi nel costo del bene stesso, in conformità allo IAS 23. Vengono capitalizzati inoltre i componenti di ricambio significativi consumati dei parchi eolici e i relativi costi accessori connessi all'attività di sostituzione (principalmente sollevamenti e trasporti, opere civili, prestazioni tecniche) in quanto portatori di benefici economici futuri e incrementativi del valore del parco eolico. Tali ricambi vengono ammortizzati secondo la miglior stima tra la vita utile residua del parco eolico e la vita utile tecnica del componente. Il valore contabile dei componenti sostituiti è eliminato in accordo con le regole generali della "derecognition", indipendentemente dal fatto che il componente sia stato ammortizzato separatamente. Più in particolare, per il costo di sostituzione è stata utilizzata come indicazione il costo della parte sostituita al momento in cui era stata acquistata, in coerenza con quanto disposto dallo IAS 16.70.

### Principali assunzioni – vita utile e ammortamenti

La vita utile degli immobili, impianti e macchinari è rivista annualmente e rettificata laddove la stima più recente differisca dalle precedenti. Eventuali modifiche nelle stime relative alla vita utile degli immobili, impianti e macchinari sono rilevate prospetticamente. Se un elemento di immobili, impianti e macchinari è composto da vari componenti aventi vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzati separatamente (componenti significativi).

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo minore tra la vita stimata del cespite e la durata della concessione.

Le aliquote di ammortamento medie applicate sono le seguenti:

	%
Aerogeneratori	3,33 - 5
Moduli fotovoltaici	3,33 - 5
Fabbricati industriali e commerciali	2,75 - 5,5
Sistemi di automazione e controllo	10
Costruzioni leggere	10
Impianti generici	5 - 10
Automezzi, mobili e arredi	10 - 16
Diritti di superficie e altre opere civili	3,5
Altri beni/attrezzature varie	14 - 16

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale	Classificate ad attività destinate a essere cedute Svezia
Costo storico	102.612	5.351.067	26.216	137.183	<b>5.617.078</b>	
Ammortamenti e svalutazioni	(41.884)	(2.580.166)	(17.841)	-	<b>(2.639.891)</b>	
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>60.724</b>	<b>2.781.498</b>	<b>8.375</b>	<b>137.183</b>	<b>2.987.780</b>	
Attività destinate ad essere cedute	(3.849)	(62.896)	-	-	<b>(66.745)</b>	<b>66.745</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>						
Variazione area di consolidamento	-	72.364	-	-	72.364	-
Investimenti	2.897	91.964	2.748	58.436	156.046	<b>48</b>
Capitalizzazioni e riclassifiche da/a immobili, impianti e macchinari	722	82.874	366	(80.948)	3.014	-
Alienazioni e dismissioni	-	(5.768)	-	-	(5.768)	-
Ammortamento	(3.535)	(186.452)	(1.844)	-	(191.831)	<b>(2.343)</b>
Svalutazioni	-	(10.758)	-	-	(10.758)	-
Altre variazioni	1.376	(53.979)	49	(11.625)	(64.180)	<b>3.809</b>
Costo storico	104.486	5.440.376	28.971	<b>103.046</b>	<b>5.676.878</b>	
Ammortamenti e svalutazioni	(46.151)	(2.731.530)	(19.276)	-	(2.796.957)	
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>58.331</b>	<b>2.722.902</b>	<b>9.695</b>	<b>103.046</b>	<b>2.893.974</b>	

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e alle altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

Gli importi riclassificati ad **Attività destinate a essere cedute** si riferiscono alle immobilizzazioni materiali della società Furukraft AB come indicato nella **Nota 44 - Attività e Passività destinate a essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo iniziale.

La **Variazione dell'area di consolidamento** si riferisce principalmente alla già commentata operazione di aggregazione aziendale avvenuta nel periodo. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 46 - Business Combination**.

Gli **Investimenti** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo organico per circa 157 milioni di Euro, correlati alle attività di costruzione di parchi eolici in particolare in Regno Unito, Francia e Germania, oltre che ad attività di sviluppo di progetti di Repowering eolico, Revamping solare e di Storage in Italia.

La voce **Riclassifiche** si riferiscono principalmente a passaggi in esercizio dei parchi entrati in operatività nel corso del 2025 in Regno Unito, Francia e Italia.

La voce **Altre variazioni** si riferisce per circa 70 milioni di Euro alla variazione netta negativa dell'effetto dei cambi avvenuta nel periodo e per circa 4 milioni di Euro di incremento per la capitalizzazione di interessi finanziari relativi allo sviluppo organico dei parchi in costruzione.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

## NOTA 19 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

#### Leasing

Il leasing del Gruppo, nella definizione dell'IFRS 16, sono relativi a terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e flotta veicoli. I beni in leasing sono rilevati nel Bilancio con l'iscrizione di un'attività che rappresenta il diritto di utilizzo del bene sottostante e una passività che riflette l'obbligazione per il pagamento dei canoni di locazione.

Le passività finanziarie sono attualizzate utilizzando il tasso di interesse implicito del leasing. Laddove non è possibile determinare tale tasso con facilità, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale (determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva forward basata sui tassi swap area Euro).

#### Principali assunzioni – valutazione leasing

Il gruppo effettua valutazioni soggettive nel determinare se un contratto contiene un lease. Il Gruppo ha analizzato la totalità dei contratti di lease, andando a definire per ciascuno di essi il lease term, dato del periodo "non cancellabile".

Il leasing del Gruppo hanno una durata media di 26 anni, con l'inclusione per alcuni leasing di un'opzione di rinnovo esercitabile alla fine del periodo vincolante. Altri ancora prevedono ulteriori pagamenti legati alla variazione degli indici locali dei prezzi.

In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza dell'esercizio dell'opzione.

Nello specifico, per i terreni e per gli immobili, tale valutazione ha considerato i fatti e le circostanze specifiche di ciascuna attività. Per quanto riguarda le altre categorie di beni, principalmente auto aziendali e attrezzature, il Gruppo ha generalmente ritenuto non probabile l'esercizio di eventuali clausole di estensione o terminazione anticipata in considerazione della prassi abitualmente seguita dal Gruppo.

Si riporta nella tabella seguente la movimentazione della voce attività per diritti di utilizzo nel periodo.

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale	Classificate ad attività destinate a essere cedute
						Svezia
Costo storico	256.048	1.086	198	5.882	<b>263.213</b>	
Ammortamenti e svalutazioni	(41.632)	(244)	(101)	(4.991)	<b>(46.967)</b>	
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>214.416</b>	<b>841</b>	<b>97</b>	<b>892</b>	<b>216.246</b>	
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	(3.340)	-	-	-	<b>(3.340)</b>	<b>3.340</b>
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	15.541	-	-	1.221	16.762	
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	2.391	-	-	-	2.391	
Eliminazione di attività per il diritto d'utilizzo	-	-	-	(128)	(128)	
Ammortamento dell'esercizio	(10.439)	(35)	(50)	(1.234)	(11.758)	(101)
Ripristini/(Svalutazioni)	(12.270)	-	-	-	(12.270)	
Delta cambio	(3.940)	-	-	-	(3.940)	
Costo storico	256.040	1.086	198	5.484	<b>262.807</b>	<b>3.542</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(53.680)	(279)	(152)	(4.733)	<b>(58.846)</b>	<b>(303)</b>
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>202.360</b>	<b>807</b>	<b>46</b>	<b>750</b>	<b>203.962</b>	<b>3.239</b>

L'incremento del periodo della voce **Terreni e fabbricati** è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi eolici costruiti internamente inclusi quelli oggetto di Repowering, in Italia, Regno Unito, Francia e Germania oltre che sui terreni del parco eolico oggetto di acquisizione nel periodo. Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 46 - Business Combination** nella sezione **VIII. Altre Note**.

Gli importi riclassificati ad **Attività destinate a essere cedute** si riferiscono ai diritti d'uso sui terreni della società Furukraft AB come indicato nella **Nota 44 - Attività e Passività destinate a essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo iniziale.

Le **Svalutazioni** accolgono le rettifiche registrate a seguito della procedura di Impairment Test in Spagna per la quale si rimanda alla **Nota 22 - Impairment Test per ulteriori dettagli**.

La voce **Altre variazioni** accoglie la variazione del valore dei terreni negli Stati Uniti e in Regno Unito dovuti alle dinamiche dei tassi di cambio nel periodo.

## NOTA 20 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

*Il Gruppo è tenuto a smantellare le attrezzature tecniche e ripristinare i siti. Quando sorge l'obbligazione, i costi di smantellamento sono capitalizzati ad incremento del valore contabile dell'attività cui si riferiscono in contropartita al relativo fondo smantellamento. L'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.*

*I tassi di attualizzazione utilizzati per la rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici e solari, a seconda del Paese di riferimento, sono inclusi nel range 2,8%-6,9%.*

(milioni di Euro)	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2024
Fondo oneri smantellamento	91.968	8.672	(6.392)	(943)	90.630
<b>Totale</b>	<b>91.968</b>	<b>8.672</b>	<b>(6.392)</b>	<b>(943)</b>	<b>90.630</b>

La movimentazione del periodo è principalmente legata alle nuove iscrizioni di fondi nell'ambito delle attività di costruzione, agli utilizzi legati alle attività di Revamping e Repowering e agli adeguamenti applicati per riflettere le migliori informazioni disponibili, in particolare sulle variazioni dei tassi di attualizzazione. La **Variazione area di consolidamento** si riferisce alla già citata acquisizione avvenuta nel periodo.

## NOTA 21 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

*Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzati in base alla loro durata residua. Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni.*

*Gli Immobili, impianti e macchinari sono ammortizzati in quote costanti lungo la vita utile stimata.*

### Svalutazioni a seguito dell'avvio di progetti di Repowering

*Il Gruppo ERG procede con la svalutazione degli impianti nel momento in cui matura la decisione finale di procedere con il progetto, con la formalizzazione da parte del management, il quale si esprime favorevolmente a seguito del verificarsi delle seguenti condizioni: a) scadenza del termine per eventuale impugnazione di terzi legata all'Autorizzazione Unica ottenuta (nei casi di Repowering) e b) definizione della destinazione dell'energia che verrà prodotta dai parchi in oggetto (solitamente attraverso PPA o aste).*

(migliaia di Euro)	2025	2024
Ammortamenti e svalutazioni Diritti e Concessioni	73.016	70.218
Ammortamenti e svalutazioni Altre attività immateriali	2.678	2.388
<b>Totale Ammortamenti e Svalutazioni Immobilizzazioni Immateriali</b>	<b>75.693</b>	<b>72.607</b>
Ammortamenti e svalutazioni Immobili, Impianti e Macchinari	180.073	175.074
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	11.758	11.198
<b>Totale Ammortamenti e Svalutazioni Immobilizzazioni Materiali</b>	<b>191.831</b>	<b>186.273</b>
Ripristini (svalutazioni) di Autorizzazioni, Concessioni e altre attività immateriali	56.750	2.361
Ripristini (svalutazioni) di Immobili, impianti e macchinari	24.406	6.739
<b>Ripristini (svalutazioni) di valore</b>	<b>81.156</b>	<b>9.099</b>
<b>Totale</b>	<b>348.681</b>	<b>267.979</b>

Gli ammortamenti si riferiscono principalmente agli impianti eolici e solari.

L'aumento riflette il pieno contributo dei nuovi parchi acquisiti nel periodo e sviluppati internamente (16 milioni di Euro).

Le voci relative alle Svalutazioni includono la svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna (59 milioni di Euro) a seguito della procedura di impairment test e le rettifiche al valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali e immateriali di parchi esistenti nei quali il Gruppo ha deciso di intraprendere i progetti di Repowering o Revamping in Italia, Francia e Germania (21 milioni di Euro).

## NOTA 22 - IMPAIRMENT TEST

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Nella presente sezione è riportata la descrizione degli impairment test sui principali assets del Gruppo, così come richiesto dallo IAS 36.

In particolare, si precisa che per la verifica:

- dell'Avviamento si è proceduto alla verifica del valore recuperabile determinato a livello di Gruppi di CGU, e indentificato nel Valore d'uso elaborato su una stima dei flussi di cassa lungo la vita utile degli asset riconducibili ai suddetti Gruppi o nel Fair Market Value;
- delle Attività materiali, immateriali e attività per diritti di utilizzo, asset a vita utile definita allocati alle singole CGU, sono stati individuati, in accord con lo IAS 36, indicatori che possano dare evidenza che un'attività possa aver subito una riduzione di valore.

Si specifica che il valore recuperabile viene anche determinato

considerando le assunzioni che un market participant utilizzerebbe nella determinazione del valore dell'attività oggetto di valutazione.

Inoltre, si specifica che, essendo l'avviamento stato allocato a Gruppi di CGU, la verifica per riduzione di valore viene eseguita nelle seguenti fasi:

- Il primo test di impairment viene effettuato a livello di singola CGU senza avviamento (bottom-up test) e l'eventuale perdita di valore viene rilevata a conto economico;
- Il secondo test di impairment è effettuato sull'insieme delle CGU a cui l'avviamento si riferisce (top-down test).

Le verifiche di cui sopra sono state condotte in linea con quanto previsto dalla Procedura di Impairment Test approvata dal Consiglio di amministrazione della capogruppo ERG S.p.A. in data 25 febbraio 2026.

### Individuazione Gruppi di unità generatrici di flussi di cassa (CGU)

Ai fini dell'impairment test, i settori operativi individuati attualmente dal Gruppo coincidono con le diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera in coerenza con le due tecnologie, eolico e solare, utilizzate per la generazione di energia.

L'analisi dei risultati economici operativi è effettuata secondo la seguente matrice che identifica le diverse aree geografiche nelle quali il Gruppo opera e le due diverse tecnologie.

	Eolico	Solare
Italia	✓	✓
Francia	✓	✓
Germania	✓	-
Polonia	✓	-
Romania	✓	-
Bulgaria	✓	-
UK	✓	-
Spagna	-	✓
Stati Uniti	✓	✓

I Gruppi di CGU sono stati quindi individuati, coerentemente alla struttura organizzativa e di business del Gruppo, come attività che generano flussi di cassa in entrata indipendenti derivanti dall'utilizzo continuativo delle stesse e seguono una duplice dimensione attinente, da un lato al mercato di riferimento attuale, identificato nel paese in cui sono collocati gli impianti, e dall'altro alla tecnologia di generazione, per un totale di tredici gruppi di CGU.

### Avviamento allocato ai Gruppi di CGU:

(milioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Stati Uniti	UK	Totale
Eolico	194	83	32	30	3	342
Solare	84	15	-	-	-	100
<b>Totale</b>	<b>278</b>	<b>98</b>	<b>32</b>	<b>30</b>	<b>3</b>	<b>442</b>

Il valore recuperabile dei Gruppi di CGU a cui risulta allocato l'avviamento è stato verificato attraverso la determinazione del valore in uso determinato mediante il metodo dell'attualizzazione dei flussi di cassa operativi (*discounted cash flow*), *cash flow to equity* o del Fair Market Value, sulla base delle seguenti assunzioni:

- i Gruppi di CGU coincidono con l'insieme dei parchi eolici situati in Italia, in Francia, in Germania, negli Stati Uniti e nel Regno Unito, e dei parchi solari situati in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti;
- per la determinazione del valore d'uso è stato stimato il valore attuale dei flussi di cassa operativi attesi associati ai Gruppi di CGU, sulla base di un periodo che risulta essere il minore tra la durata attesa dei land lease, comprensivi di rinnovi ove applicabili per condizioni contrattuali o per consuetudini commerciali, e la vita utile economico/tecnica dei parchi<sup>2</sup>, tenendo conto del progetto Life Time Extension (LTE) intrapreso dal Gruppo con riferimento agli impianti già in esercizio. Per le nuove acquisizioni realizzate a partire dal 2021, per i progetti di Repowering e Revamping e per i nuovi progetti Greenfield è stato considerato mediamente un orizzonte temporale di 40 anni dalla Commercial Operation Date (COD) di progetto, in linea con le assunzioni sottostanti la scelta dell'investimento;

2 Si stima mediamente una vita economico-tecnica dei singoli tangibile asset di 30 anni per gli impianti di recente costruzione e di 25 anni per gli impianti meno recenti.

- il *terminal value* può essere assimilato al valore attualizzato dei flussi finanziari successivi al termine della vita utile del tangible asset. Tale valore prende in considerazione anche la durata residua stimata delle Autorizzazioni/Concessioni. Il *terminal value* è quindi implicito nella definizione dell'orizzonte temporale sottostante la valutazione;
- ai fini dell'attualizzazione dei flussi di cassa è stato utilizzato un tasso di sconto pari al WACC post tax di settore, differenziato per area geografica: 5,8% in Italia, 5,5% Francia, 5,2% Germania, 6,7% Regno Unito e 6,4% Stati Uniti. Il Gruppo utilizza un tasso di sconto netto delle imposte che riflette le attuali condizioni di mercato in termini di costo del capitale e di rischio specifico delle CGU. La determinazione del tasso di attualizzazione (o tasso di sconto) considera i principali parametri finanziari rilevanti: rendimento delle attività prive di rischio, rischio paese, Beta, rapporto Debt / Equity, tassi swap e costo di funding tipico per gli asset afferenti alle diverse CGU. Gli input utilizzati sono dati di mercato oggettivi e, ove opportuno, fanno riferimento a un panel di società comparabili, così da riflettere sia la rischiosità di mercato tipica del settore sia una struttura finanziaria coerente con le best practice di mercato. Con riferimento al costo del capitale proprio (Ke) utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa delle CGU Francia Solare e Spagna Solare, i valori considerati sono pari rispettivamente a 7,7% e 7,5%.
- I tassi di crescita adottati si basano su previsioni di crescita del settore industriale di appartenenza del Gruppo, fermo restando la quota di mercato del Gruppo. Le variazioni nei prezzi di vendita e nei costi diretti sono determinate sulla base di passate esperienze e sulle aspettative future di mercato.

In particolare, per la determinazione dei flussi di cassa sono stati presi in considerazione:

- l'aggiornamento delle principali grandezze economiche e i razionali industriali relativi al perimetro c.d. "asset based" sull'orizzonte temporale 2026/2029 esaminato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. in data 11 marzo 2026;
- per gli anni successivi, i dati elaborati sulla base di modelli di simulazione dello scenario macroeconomico ed energetico ed ipotizzando un andamento costante delle produzioni.

Il Gruppo, tenuto conto dei fattori di incertezza legati all'attuale contesto geopolitico ed energetico, ha condotto le proprie analisi per ogni area geografica, tenendo in particolare considerazione l'aggiornamento dello scenario energetico anche di medio-lungo termine, l'evoluzione del tasso di sconto, i rischi legati al clima oltre che l'evoluzione dello scenario regolatorio.

Nello specifico, in riferimento a quanto richiesto dal Public Statement dell'ESMA del 14 ottobre 2025 il Gruppo ha tenuto in considerazione nell'effettuare il test di impairment di tutte le variabili macroeconomiche sottostanti anche legate all'attuale clima di incertezza geopolitica. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo a quanto riportato nella sezione Rischi e Incertezze della Relazione sulla Gestione.

### Scenario energetico

Nel settore energetico europeo, la domanda di elettricità ha subito un calo negli ultimi 10 anni, con deboli segnali di crescita su alcuni paesi, per lo più nel settore digitale. L'elettrificazione dei consumi energetici non elettrici, quali la mobilità, la climatizzazione e i processi industriali si conferma in ritardo rispetto alle precedenti previsioni e si accompagna ad una contrazione della domanda elettrica industriale. Sul fronte della generazione, i tassi di crescita delle energie rinnovabili sono consistenti, benché non commisurati agli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Il fotovoltaico, in particolare, continua a registrare un'espansione significativa, mentre l'eolico cresce ad un ritmo inferiore, mantenendo però una quota di generazione più elevata del solare. Nei principali paesi europei, nel 2025 le fonti rinnovabili hanno costituito il 45% della generazione elettrica totale.

La crescita delle energie rinnovabili in un contesto di ritardata elettrificazione dei consumi energetici comporta un degrado del prezzo catturato da tali tecnologie, particolarmente sensibile per la fonte fotovoltaica. Ciò ha inciso anche sui prezzi elettrici formati sui mercati europei, in particolare nelle stagioni a basso carico ed alta produzione, quali la primavera e parte dell'estate.

Il settore energetico ha subito una certa volatilità dei prezzi del gas naturale e, di conseguenza, dell'elettricità. Le fluttuazioni dei prezzi sono influenzate dai nuovi canali di approvvigionamento via mare del gas (LNG), dopo l'annullamento di fatto degli apporti dai gasdotti russi.

Si è invece assistito ad un deciso incremento dei prezzi dei titoli di emissione dell'ETS, sotto la sempre maggiore pressione regolatoria e gli acquisti del mondo finanziario. Ciò, unitamente al prezzo del gas a valori ben maggiori rispetto alle forniture russe, sta comportando un costo energetico per le imprese europee più elevato rispetto ai mercati esteri, con penalizzazioni in termini di competitività a livello globale. Tale situazione sta portando i governi europei a proporre o adottare misure di contenimento del costo delle bollette energetiche per imprese e famiglie, anche attraverso limitazioni dei prezzi catturati dagli impianti di generazione. Per tali motivi, è prevedibile che lo scenario dei prezzi per il periodo 2026-2030 sia caratterizzato da una volatilità ancora elevata, acuita nel caso in cui la prevista elettrificazione dei consumi energetici ritarderà ulteriormente.

Alla data di redazione del presente Bilancio, successivamente alla reporting date, si sono verificati alcuni eventi di natura esogena potenzialmente idonei a influenzare il contesto macroeconomico e il settore energetico di riferimento, in particolare:

- l'emanazione del Decreto-Legge 21 del 20 febbraio 2026 (c.d. DL Energia/Bollette) e
- l'inizio del conflitto armato nel settore medio-orientale.

Il DL Energia/Bollette ha l'obiettivo dichiarato di contenere i prezzi dell'energia elettrica e del gas a favore di famiglie e imprese, mediante interventi sui meccanismi di formazione dei prezzi e tramite misure di carattere fiscale a carico degli operatori del settore energetico. Tali interventi, potrebbero determinare effetti indiretti e potenzialmente negativi sui ricavi e sulle marginalità degli operatori del comparto rinnovabili, in particolare attraverso una possibile riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia (PUN).

Alla data di redazione del presente Bilancio, gli effetti economici del Decreto non risultano direttamente e attendibilmente quantificabili, in quanto:

- alcune misure richiedono un coordinamento e un recepimento a livello europeo (in particolare in relazione al sistema ETS e ai meccanismi di mercato);
- il Decreto è soggetto al processo di conversione in legge, con possibili modifiche del perimetro e dell'intensità degli interventi;
- l'impatto sui flussi di cassa prospettici dipende da variabili esogene (prezzi delle commodities, dinamiche concorrenziali, comportamenti dei clienti) non isolabili e determinabili in modo puntuale.

Parallelamente, il conflitto in corso in Medio Oriente rappresenta un ulteriore fattore di incertezza macroeconomica. Secondo le analisi di mercato, tale evento ha già prodotto effetti immediati di incremento e volatilità dei prezzi dell'energia, ma l'evoluzione degli impatti nel breve, medio e lungo periodo risulta altamente incerta e dipendente da sviluppi geopolitici non prevedibili alla data attuale. Nel breve-medio termine, tali dinamiche internazionali potrebbero generare effetti anche di segno opposto rispetto a quelli ipotizzabili in relazione al DL Energia/Bollette. Ai fini dell'Impairment Test, il Gruppo determina generalmente il valore recuperabile delle Cash Generating Units sulla base di piani industriali e flussi di cassa prospettici di lungo periodo, coerenti con la vita utile degli asset sottostanti, che in taluni casi si estende su orizzonti temporali significativamente superiori ai venti anni. In tale contesto, gli effetti potenzialmente opposti dei due eventi sopra descritti, unitamente all'elevato grado di incertezza che li caratterizza, non consentono, alla data di redazione del bilancio, una determinazione attendibile di un impatto specifico e strutturale sui flussi di cassa utilizzati per la stima del valore recuperabile.

In coerenza con quanto previsto dallo IAS 36, le assunzioni utilizzate nei test di impairment riflettono le migliori stime del management alla reporting date, basate su informazioni ragionevoli e supportabili, senza incorporare effetti futuri la cui probabilità di accadimento o il cui impatto economico non siano determinabili in modo attendibile.

A tale fine si precisa che nel presente Bilancio viene fornita un'informativa relativa alle analisi di sensitività, con particolare riferimento alle variabili caratterizzate da un più elevato profilo di incertezza, tra cui anche i prezzi attesi dell'energia oltre che ai parametri finanziari utilizzati per la determinazione del tasso di attualizzazione.

In tale ambito, il management ritiene che le analisi di sensitività effettuate sui prezzi dell'energia, e in particolare lo scenario che ipotizza una riduzione dei ricavi complessivi di vendita dell'energia pari al 5% rispetto ai valori di riferimento, possano includere, sebbene in modo indicativo, i potenziali effetti economici, indiretti e non puntualmente quantificabili, riconducibili alle misure introdotte dal DL Energia/Bollette.

Per contro, come già evidenziato, il conflitto geopolitico in corso potrebbe determinare, almeno nel breve periodo, dinamiche sui prezzi dell'energia di segno opposto, caratterizzate da incrementi e da una maggiore volatilità, la cui evoluzione nel medio-lungo termine risulta allo stato attuale non prevedibile in modo attendibile.

### Tasso di Sconto

La metodologia di stima dei tassi di attualizzazione utilizzata dal Gruppo prevede che:

- vengano determinati tassi specifici per ogni Gruppo di CGU, in coerenza con la configurazione dei flussi attesi;
- i tassi vengano aggiornati due volte l'anno (in sede di bilancio annuale e di relazione semestrale) a prescindere dall'entità della variazione rispetto all'ultimo tasso approvato;
- la componente rischio paese sia inclusa nel tasso di attualizzazione.

Se i flussi di cassa utilizzati per finalità valutative risultano non rappresentativi dei flussi medi attesi, il WACC deve essere incrementato di un premio volto a considerarne la maggiore rischiosità.

Il Gruppo, in sintesi, ha articolato il processo di stima in due fasi principali (i) Definizione del paniere comparabile per ciascun Gruppo di CGU (ii) Calcolo sulla base dei panieri individuati dei parametri per la determinazione del rendimento del capitale di rischio, del costo del debito e della struttura del capitale per ciascun gruppo di CGU.

In considerazione di quanto sopra si è proceduto ad utilizzare i tassi di sconto così determinati in linea con la metodologia di calcolo utilizzata per l'impairment test svolto per il Bilancio 2024.

Si precisa che dalle verifiche effettuate ai fini del presente Bilancio è risultata, per tutti i Gruppi di CGU oggetto di esame, una differenza positiva (*headroom*) tra il valore recuperabile<sup>3</sup> ed il valore contabile<sup>4</sup>:

(milioni di Euro)	
Gruppo di CGU	Headroom <sup>(1)</sup>
Italia Eolico	770
Italia Solare	1
Francia Eolico	202
Francia Solare	3
Germania Eolico	17
Regno Unito Eolico	88
Stati Uniti Eolico	86

(1) differenza positiva (*headroom*) tra il valore recuperabile ed il valore contabile

Per quanto riguarda Spagna solare, si evidenzia che negli ultimi esercizi il contesto di riferimento è stato caratterizzato da un'ampia volatilità dell'andamento dei prezzi dell'energia ed un'incertezza nella proiezione futura degli scenari economici e di mercato, e nell'evoluzione del settore delle rinnovabili e del grado di penetrazione delle fonti RES nel medio-lungo termine. In considerazione di tale contesto, e in coerenza con l'approccio già adottato in sede di Bilancio 2024, ai fini della determinazione del valore recuperabile si è fatto ricorso al *Fair Market Value*.

3 Valore recuperabile inclusivo degli interessi non di controllo.

4 Il Valore contabile corrisponde al Capitale Investito Netto ed è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato (comprensivo degli Avviamenti), del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di Fine Rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività non finanziarie, e del Right of Use assets, comprensivo del relativo effetto fiscale, di tutte le società nel perimetro del Gruppo di CGU, incluse le scritture di consolidamento coerenti con il Bilancio consolidato del Gruppo ma considerando il differente perimetro sub-aggregazione dei dati coincidente con il Gruppo di CGU.

A riscontro delle valutazioni effettuate è stato inoltre richiesto un esercizio di valutazione ad un terzo indipendente, che ha confermato le valutazioni effettuate dal Gruppo. Il *fair value* è stato classificato come Livello 3, in considerazione della natura e della significatività dei parametri utilizzati nelle tecniche di valutazione applicate.

L'aggiornamento delle suddette valutazioni, effettuato alla luce delle più recenti evidenze di mercato, ha rilevato una riduzione del valore recuperabile degli asset solari spagnoli, riconducibile da una parte al perdurare di uno scenario economico sfavorevole che, nel corso dell'ultimo esercizio, ha visto in particolare l'ampliarsi del fenomeno dei prezzi negativi, e dall'altra ad un ridimensionamento dei livelli produttivi di alcuni asset, in particolare quelli oggetto di acquisizioni meno recenti. In considerazione della già commentata volatilità non è stata inoltre considerata nei piani prospettici alcuna iniziativa di sviluppo tra quelle attualmente all'attenzione del Gruppo. Alla luce di tali elementi, il valore recuperabile della CGU è risultato inferiore al valore contabile di iscrizione per complessivi 46 milioni di Euro (valore al netto degli effetti fiscali). In

applicazione dei criteri previsti dallo IAS 36, si è pertanto proceduto a rilevare una svalutazione complessiva pari a 46 milioni di Euro, mediante:

- l'integrale svalutazione dell'avviamento allocato al Gruppo di CGU Spagna Solare per 9 milioni di Euro;
- la svalutazione parziale delle attività immateriali a vita utile definita e dei Right of Use, allocati agli asset solari spagnoli, per 50 milioni di Euro (38 milioni di Euro al netto degli effetti fiscali).

Si è proceduto alle valutazioni del Fair Market Value anche per gli asset solari in Francia il cui Valore d'Uso risultava inferiore al valore contabile di fine periodo. Il Valore recuperabile così determinato è risultato superiore.

### Analisi di sensitività

Il risultato del test di impairment è derivato dalle stime effettuate dalla Direzione del Gruppo sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle assunzioni illustrate nel paragrafo precedente. Le assunzioni caratterizzate dal maggior profilo di incertezza e per le quali è richiesto un più elevato impiego di valutazioni soggettive riguardano in particolare quelle relative:

- all'individuazione dei prezzi attesi dell'energia;
- alla stima dei parametri finanziari utilizzati ai fini della determinazione del tasso di attualizzazione;
- alla valutazione delle disponibilità delle risorse rinnovabili;
- all'evoluzione del quadro regolatorio e normativo di riferimento, che, per effetto delle normative sul controllo dei prezzi, potrebbe costituire un fattore di rischio.

Il Gruppo ha tenuto conto delle suddette incertezze nell'elaborazione e definizione degli assunti di base utilizzati per la determinazione del valore recuperabile dei plusvalori allocati ai settori presi in esame e ha altresì elaborato un'analisi di sensitività sul valore recuperabile dei Gruppi di CGU; tale analisi ha ipotizzato due scenari:

- che i ricavi complessivi di vendita dell'energia (ovvero la remunerazione dell'energia e la produzione della stessa) potrebbero subire una variazione in diminuzione, in una misura stimabile pari al 5% rispetto ai valori stimati per il Piano;
- che il tasso di attualizzazione<sup>5</sup> utilizzato potrebbe subire un incremento di 1 punto percentuale.

(milioni di Euro)		
Gruppo di CGU	-5% Ricavi	+1% Wacc
Italia Eolico	(140)	(250)
Italia Solare	(22)	(18)
Francia Eolico	(59)	(79)
Francia Solare	(5)	(2)
Spagna Solare	(12)	(13)
Germania Eolico	(27)	(30)
Regno Unito Eolico	(29)	(71)
Stati Uniti Eolico	(20)	(40)

Si precisa che il valore recuperabile risulterebbe pari al valore contabile di riferimento (headroom pari a zero) nelle seguenti ipotesi di abbattimento dei ricavi per i rispettivi Gruppi di CGU:

- Italia Eolico: -31%
- Italia Solare: -3%
- Francia Eolico: -16%
- Francia Solare: -3%
- Germania Eolico: -3%
- Regno Unito Eolico: -16%
- Stati Uniti Eolico: -21%

<sup>5</sup> Per gli assets valutati al Fair Market Value (asset solari in Spagna e Francia) si è preso in considerazione il Ke.

Si precisa che il valore recuperabile risulterebbe pari al valore contabile di riferimento (headroom pari a zero) nelle seguenti ipotesi di incremento del WACC<sup>6</sup> per i rispettivi Gruppi di CGU:

- Italia Eolico: 11%
- Italia Solare: 7%
- Francia Eolico: 8%
- Francia Solare: 1%
- Germania Eolico: 6%
- Regno Unito Eolico: 8%
- Stati Uniti Eolico: 8%

Le analisi sopraelencate confermano la sensibilità delle valutazioni di recuperabilità degli attivi non correnti alla variazione delle citate variabili; in tale contesto, gli Amministratori monitoreranno sistematicamente l'andamento delle citate variabili esogene e non controllabili per gli eventuali adeguamenti delle stime di recuperabilità dei valori di iscrizione dell'avviamento nel Bilancio Consolidato.

#### **Verifica delle attività immateriali a vita utile definita e degli Immobili, Impianti e macchinari e Attività per diritti di utilizzo**

Ai fini del Bilancio 2025, il Gruppo ha verificato se esistono indicazioni che le attività sia materiali che immateriali a vita utile definita possano aver subito una riduzione di valore. Si precisa a tal fine che per il Gruppo ERG:

- gli Immobili, Impianti e Macchinari sono rappresentati dagli impianti di produzione di energia elettrica di diversa tecnologia (parchi eolici ed impianti solari in Italia e all'estero);
- le attività immateriali sono rappresentate principalmente dal valore residuo dei valori<sup>7</sup> allocati in sede di *purchase price allocation* ed iscritti a maggior valore delle concessioni, autorizzazioni e diritti di gestione di parchi eolici e solari, inclusi gli eventuali diritti alle tariffe incentivanti per gli impianti in esercizio.

In linea con gli anni precedenti tali valori sono allocati alle singole CGU di riferimento rappresentate dalle singole legal entities e/o aggregazioni aziendali che li hanno generati.

In accordo con lo IAS 36 sono stati individuati, un elenco di indicatori che possano segnalare che un'attività possa aver subito una riduzione di valore (c.d. triggering events).

A tale fine sono state considerate sia fonti interne che esterne di informazione:

- per quanto riguarda le fonti interne si è preso in esame (i) l'obsolescenza o il deterioramento fisico dell'attività, (ii) significativi cambiamenti interni con effetti negativi occorsi nel periodo o attesi nel futuro prossimo e (iii) evidenze da report interni che la performance è o sarà inferiore alle attese di Budget.
- relativamente alle fonti esterne, invece, si considera: l'andamento dei prezzi di mercato delle attività, eventuali discontinuità tecnologiche, di mercato o normative, l'andamento dei tassi di interesse di mercato e valore di libro dei net assets superiore alla capitalizzazione di mercato. Per la verifica di tali informazioni è stato inoltre individuato un indicatore sintetico (c.d. Indicatore di redditività) calcolato attualizzando la somma dei flussi di cassa operativi (EBITDA) per il periodo di osservazione residuo, determinati sulla base delle medesime modalità ed assunzioni già commentate nel paragrafo precedente per la verifica dell'Avviamento. Per cogliere anche i relativi effetti fiscali, l'indicatore è al netto delle imposte figurative sull'EBITDA.
- L'indicatore così calcolato è confrontato con quello dell'anno precedente al fine di verificare la potenziale perdita di valore, ai sensi di quanto previsto dal paragrafo 15 dello IAS 36. Il Gruppo verifica, infine, che il valore contabile delle attività nette del Gruppo non risulti superiore alla capitalizzazione di borsa.

Se dall'analisi complessiva degli indicatori si dovesse ravvisare che le attività sia materiali che immateriali a vita utile definita possano aver subito una riduzione di valore si procede alla determinazione del valore recuperabile ed al relativo confronto con il valore di carico.

Il valore recuperabile per le singole CGU è calcolato nell'accezione di valore d'uso con le medesime modalità e assunzioni già commentate nel paragrafo precedente per la verifica dell'Avviamento.

Se tale valore risultasse inferiore, il valore di carico delle attività verrebbe ridotto al relativo valore recuperabile ad eccezione dei casi in cui il fair value al netto dei costi di dismissione risultasse maggiore.

A seguito delle già commentate verifiche di impairment condotte sugli asset solari, il Gruppo ha rilevato una svalutazione complessiva pari a 50 milioni di Euro (37 milioni di Euro al netto degli effetti fiscali), riconducibile alla riduzione dei valori recuperabili delle Cash Generating Units.

In particolare, la svalutazione si riferisce per 12 milioni di Euro alla voce *Right of Use* e per 37 milioni di Euro alla voce *Autorizzazioni e concessioni*. La svalutazione ha determinato un effetto fiscale positivo complessivo pari a 13 milioni di Euro, contabilizzato tra le imposte differite.

#### **Valore recuperabile dei Gruppi di CGU**

Si precisa infine che, anche se non espressamente richiesto dallo IAS 36, la Direzione del Gruppo ha proceduto a determinare il valore recuperabile, inteso come valore d'uso, dei Gruppi di CGU ai quali non risulta allocato alcun avviamento, confrontandolo con il relativo valore di carico. Anche da tale verifica non è emersa alcuna svalutazione.

<sup>6</sup> Per gli assets valutati al Fair Market Value (asset solari in Francia) si è preso in considerazione il Ke.

<sup>7</sup> Valori relativi alle business combination effettuate dal Gruppo negli anni.

## NOTA 23 - PARTECIPAZIONI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

#### Imprese collegate

Trattasi di imprese nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative, come definita dallo IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint venture. Il Bilancio Consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzata con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere.

Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in Bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 31 dicembre 2025 è il seguente:

(migliaia di Euro)	Valutate al patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
<b>Partecipazioni:</b>			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	390	<b>390</b>
- in imprese collegate	425	-	<b>425</b>
<b>Totale</b>	<b>425</b>	<b>390</b>	<b>815</b>

(migliaia di Euro)	Imprese controllate non consolidate integralmente	Imprese collegate	Totale
<b>SALDO AL 31/12/2024</b>	<b>356</b>	<b>428</b>	<b>784</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>			
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	44	-	<b>44</b>
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-
Riclassifica a Altre attività finanziarie non correnti	(10)	-	<b>(10)</b>
Alienazioni e dismissioni	-	-	-
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	(3)	<b>(3)</b>
<b>SALDO AL 31/12/2025</b>	<b>390</b>	<b>425</b>	<b>815</b>

## NOTA 24 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

(migliaia di Euro)	2025	2024
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto</b>	<b>(38)</b>	<b>(26)</b>
Dividendi da altre imprese consolidate al costo	2	-
Conguaglio prezzo cessione partecipazione	4.089	(1.350)
Svalutazione partecipazioni	-	(1.005)
<b>Totale Altri proventi (oneri) da partecipazione netti</b>	<b>4.089</b>	<b>(2.355)</b>
<b>Totale</b>	<b>4.053</b>	<b>(2.382)</b>

Gli **Oneri da partecipazioni valutate al patrimonio netto** si riferiscono a una società che porta a un adeguamento negativo del valore di 38 migliaia di Euro.

La voce **Conguaglio prezzo cessione partecipazioni** accoglie l'iscrizione di un aggiustamento prezzo positivo iscritto nell'esercizio 2025 relativo alla cessione di una partecipazione finalizzata in anni precedenti contestualmente svalutato in considerazione dell'incertezza relativa alle condizioni di esigibilità del credito.

Si ricorda che nel 2024 la voce accoglieva un aggiustamento prezzo negativo relativo alla sopramenzionata cessione.

## NOTA 25 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti vincolati - Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.240	24.240
Depositi cauzionali e altri minori	25.100	22.414
<b>Totale</b>	<b>49.339</b>	<b>46.654</b>

I **Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92** sono relativi alle somme versate in deposito dal Gruppo in attesa di giudizio presso la Corte di Appello di Napoli e gli altri tribunali competenti, con riferimento ai contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della *purchase price allocation* come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (come illustrato in **Nota 13 - Altre passività non correnti**).

#### **Contributi Legge 488/92 delle società ERG Wind**

Nel periodo 2001-2005, precedentemente quindi all'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) delle relative società dal Gruppo International Power, erano stati assegnati alle medesime società fondi ai sensi della Legge 488/1992 per un totale di 53,6 milioni di Euro in relazione ad alcuni progetti per la realizzazione di parchi eolici.

Nel primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino sulle modalità di assegnazione di tali contributi con specifico riferimento alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi ex Legge 488/1992 ancora da erogare (21,9 milioni di Euro) ed in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. A seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni di Euro da parte delle società coinvolte, nel corso del gennaio 2010 è stata disposta la restituzione dei parchi eolici sottoposti a sequestro preventivo, previo sequestro delle predette somme.

Tali importi sono poi successivamente stati trasferiti al Fondo Unico di Garanzia. Dal 2012 si è aperto il giudizio di primo grado dinnanzi alla Sezione Penale del Tribunale di Avellino nei confronti delle suddette società e di altre persone fisiche imputate.

Tale giudizio si è concluso a dicembre 2020 con sentenza che ha disposto (i) l'assoluzione / il non luogo a procedere nei confronti di tutte le persone fisiche; (ii) l'assoluzione di alcune società con riferimento a 2 progetti con restituzione, immediatamente esecutiva, delle somme oggetto di sequestro preventivo, pari a circa 7,4 milioni di Euro e (iii) la condanna di alcune società con riferimento a 7 progetti, con confisca degli importi relativi ai contributi ex Legge 488/92 erogati alle stesse e già depositati presso il FUG per un importo complessivo pari a circa 24,2 milioni di Euro, con la previsione di sanzioni amministrative pecuniarie, per un ammontare totale pari a circa 0,5 milioni di Euro, e di sanzioni interdittive per la durata di 1 anno. La confisca, così come le sanzioni sopra indicate, non è comunque immediatamente esecutiva fino al passaggio in giudicato della sentenza.

Le società condannate hanno fatto appello avverso la sentenza del Tribunale di Avellino il giudizio è pendente dinnanzi alla Corte d'Appello di Napoli e l'udienza di discussione, fissata il 24 giugno 2025, è stata rinviata all'11 novembre 2025.

La Procura della Repubblica non ha invece appellato la sentenza, che è pertanto divenuta definitiva nella parte in cui assolve ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind Sicilia 2 S.r.l. (quest'ultima relativamente al solo progetto di Camporeale). Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi. In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di

sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati. In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impuginate con la proposizione di giudizi di opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova.

Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). All'udienza del 23 ottobre 2018 il Giudice Civile, rilevando la pregiudizialità del procedimento instaurato con il ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ha disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo.

Anche i procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti e, nonostante le note di sollecito depositate dalle ricorrenti, la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito non hanno avuto luogo neppure nell'anno 2024, con l'eccezione del ricorso straordinario proposto da ERG Wind 6, dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione del giudice amministrativo già nel 2022. Si tratta di un giudizio parzialmente differente dai rimanenti in quanto i contributi ex lege 488/92 non furono mai erogati alla società e quindi il decreto di revoca implicava solo la definitiva perdita dei contributi non erogati, ma non aveva impatti economici sulla società. In data 11 dicembre 2024 si è tenuta l'adunanza per la discussione dei ricorsi straordinari ancora pendenti, in vista della quale le società hanno depositato memorie con la richiesta di rinviare la decisione in attesa della definizione del giudizio penale pendente dinnanzi alla Corte di Appello di Napoli. Allo stato non si ha evidenza della decisione assunta nell'adunanza dell'11 dicembre 2024 perché non è stato ancora trasmesso alcun provvedimento alle società ricorrenti. Alla luce del precedente di ERG Wind 6 non si può escludere che anche in questo caso vi siano declaratorie del difetto di giurisdizione del giudice amministrativo, che darebbero facoltà alle ricorrenti di riassumere i giudizi dinnanzi al giudice civile.

In considerazione: (i) delle garanzie rilasciate dal venditore delle società del Gruppo International Power ad ERG nel contratto di trasferimento delle partecipazioni nelle suddette società, (ii) degli accordi transattivi perfezionati tra il medesimo venditore ed ERG, rispettivamente in data 19 dicembre 2016 e 15 marzo 2024, nei quali tali garanzie sono state confermate e ulteriormente dettagliate, nonché (iii) del fatto che nel Bilancio 2013 era già stata stanziata una passività di importo corrispondente al valore nominale degli incentivi di cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha chiesto la restituzione (cfr. la definizione della *purchase price allocation* come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 13 - Altre passività non correnti**), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti.

## IV. FONDI E PASSIVITÀ POTENZIALI

### NOTA 26 - ALTRI FONDI

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Gli importi iscritti tra gli Altri fondi a fronte di obbligazioni esistenti alla data del Bilancio sono valorizzati sulla base della miglior stima dell'esborso finanziario che si renderà necessario per adempiere l'obbligazione. Le variazioni di stima sono riflesse nel conto economico del periodo in cui la variazione è avvenuta.

Le altre categorie di fondi riflettono la valorizzazione di passività probabili correlate ad alcune vertenze in corso per cui è stato possibile effettuare una stima attendibile della corrispondente obbligazione attesa. Per tali fondi non si è proceduto all'attualizzazione in virtù dell'incertezza sulle tempistiche di utilizzo.

(milioni di Euro)	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Var. area di consolidamento	31/12/2024
Fondo rischi fiscali	24.766	156	(5.080)	-	-	29.690
Fondo rischi vs controparti istituzionali	20.392	-	(3.260)	(1.844)	-	25.496
Fondo Business Dismessi	1.749	1.720	(2.458)	-	-	2.488
Fondo rischi legali	3.315	396	(14)	-	-	2.933
Altri fondi rischi e oneri	9.969	3.201	(2.543)	1.844	573	6.894
<b>Totale altri fondi</b>	<b>60.192</b>	<b>5.473</b>	<b>(13.355)</b>	<b>-</b>	<b>573</b>	<b>67.501</b>

Il **Fondo rischi fiscali** accoglie, oltre che fondi rischi iscritti nell'ambito di acquisizioni in periodi precedenti e accantonamenti da esercizi precedenti per rischi di natura fiscale su società estere, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di imposte locali instaurato a seguito della diversa interpretazione fornita dalle Agenzie delle Entrate circa l'applicazione delle disposizioni normative introdotte dalla Legge 208/2015 (in particolare, le torri eoliche sono state ritenute da parte delle Agenzie rilevanti ai fini della determinazione della rendita catastale).

Il decremento del periodo si riferisce principalmente al rilascio di fondi rischi iscritti nell'ambito di alcune acquisizioni avvenute in periodi precedenti per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

Il **Fondo rischi verso controparti istituzionali** è riferito principalmente agli oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (20 milioni di Euro), relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 25 - Altre attività finanziarie non correnti**. Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle **Altre attività non correnti**;

La variazione del periodo consiste principalmente in rilasci relativi agli oneri potenziali in Romania e Polonia per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

Il **Fondo Business Dismessi** include stanziamenti relativi a passività potenziali derivanti dalle cessioni del business Idroelettrico del 2022 e Termoelettrico del 2023 relativamente ai quali risultano stanziati complessivi 3 milioni di Euro.

Il **Fondo rischi legali** è relativo principalmente a fondi rischi riferiti al business eolico e solare.

La voce **Altri fondi rischi ed oneri** si riferisce principalmente a rischi su potenziali maggiori oneri contrattuali oltre che a rischi riferiti a contenziosi in capo ad alcune società estere. L'incremento si riferisce alla riclassifica di una passività precedentemente iscritta alla voce debiti per investimenti, in considerazione di un contenzioso attualmente in corso. Il decremento si riferisce principalmente all'utilizzo o al rilascio di fondi rischi e oneri diversi in alcune società italiane e francesi per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione. L'incremento della variazione area di consolidamento si riferisce all'iscrizione di un fondo a fronte di potenziali oneri futuri individuati nell'ambito dell'acquisizione avvenuta nel periodo.

### NOTA 27 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività.

Laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo, il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile e fornisce la relativa informativa.

Nelle note al Bilancio vengono illustrate le passività potenziali significative rappresentate da:

- obbligazioni possibili (ma non probabili), derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri non totalmente sotto il controllo dell'impresa;
- obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento potrebbe non essere oneroso.

Ai fini del presente Bilancio non si segnalano obbligazioni rientranti nella sopra descritta definizione.

## V. GESTIONE FINANZIARIA

### Fondi propri

#### NOTA 28 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

Si riporta di seguito, la variazione del patrimonio netto intervenuta nel periodo:

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Capitale Sociale	100.000	100.000
Riserva sovrapprezzo azioni	7.000	7.000
Riserve di rivalutazione	37	37
Riserva legale	20.000	20.000
Riserva di fusione	2.471.568	2.471.568
Utili portati a nuovo	910.838	868.319
Altre riserve	378.883	336.721
Risultato d'esercizio	104.254	225.931
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>3.992.581</b>	<b>4.029.576</b>
Partecipazioni di terzi	65.353	76.485
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>4.057.933</b>	<b>4.106.060</b>

#### Dividendi

I dividendi pagati da ERG Power Generation S.p.A. al socio controllante ERG S.p.A. nel 2024 sono stati pari a 70 milioni (60 milioni nel 2024). Si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi ai soci di minoranza delle partecipate per un importo pari a 6 milioni di Euro.

#### Informazioni integrative sul capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato. In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi alla data di redazione del presente documento.

#### Riserva di Cash Flow Hedge

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 23.919 migliaia di Euro negativo si rimanda al Prospetto di Conto Economico Complessivo.

#### NOTA 29 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

Le Partecipazioni di terzi si riferiscono al consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci.

Società	% azionisti terzi	31/12/2025		31/12/2024	
		quota di terzi	Utile/(Perdita)	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	6.424	2.362	6.165	2.017
C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S.	40,00%	(313)	(32)	(281)	(281)
C.P.E.S. La Brède S.A.S.	42,58%	(232)	(98)	(134)	(134)
Project Pinnacle I, LLC	25,00%	59.470	3.260	70.731	1.027
<b>Totale</b>		<b>65.349</b>	<b>5.491</b>	<b>76.481</b>	<b>2.629</b>

La variazione si riferisce principalmente alla variazione dell'area di consolidamento, oltre che all'effetto dei dividendi distribuiti dalle Società Andromeda PV S.r.l. e Project Pinnacle I, LLC.

Si segnala che per quanto concerne la quota di terzi relativa al patrimonio netto delle società C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S. e C.P.E.S. La Brède S.A.S. rientranti nella *business combination* Falcon, in funzione degli accordi in essere con i soci di minoranza che prevedono l'impegno al riacquisto rispettivamente nel 2027 e 2028, il *fair value* di tale impegno pari a circa 1,7 milioni di Euro è riclassificato come passività non corrente.

## Posizione finanziaria netta

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Ai fini della definizione della posizione finanziaria netta si fa riferimento a quanto indicato sull'argomento nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021. I dati comparativi al 31 dicembre 2020 sono stati riesposti per fornire una migliore rappresentazione in coerenza con quanto previsto dal sopraccitato richiamo CONSOB.

Nel dettaglio la Posizione finanziaria netta è così composta:

- A. Disponibilità liquide
- B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide
- C. Altre attività finanziarie correnti
- D. Liquidità (A) + (B) + (C)
- E. Debito finanziario corrente
- F. Parte corrente del debito finanziario non corrente
- G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)
- H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) – (D)
- I. Debito finanziario non corrente
- J. Strumenti di debito
- K. Debiti commerciali e altri debiti correnti
- L. Indebitamento finanziario non correnti (I) + (J) + (K)
- M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

### Attività finanziarie e Passività finanziarie

Tutte le attività e passività finanziarie sono rilevate inizialmente alla data di negoziazione, cioè quando il Gruppo diventa una parte contrattuale dello strumento finanziario. Gli strumenti finanziari sono valutati inizialmente al fair value più o meno, nel caso di attività o passività finanziarie non valutate al FVTPL, i costi dell'operazione direttamente attribuibili all'acquisizione o all'emissione dello strumento finanziario. Successivamente, la loro valutazione e classificazione si basa sull'analisi dei flussi di cassa contrattuali e sul modello di business adottato dal Gruppo per la gestione di tali strumenti. Possono quindi essere valutati e classificati al:

- **Costo Ammortizzato.** Comprendono principalmente strumenti quali crediti di natura finanziaria e altri prestiti concessi dal Gruppo. Il costo ammortizzato viene diminuito delle perdite per riduzione di valore. Gli interessi, determinati secondo il criterio dell'interesse effettivo, gli utili e le perdite su cambi e le perdite per riduzione di valore sono rilevati

nell'utile/(perdita) dell'esercizio così come gli eventuali utili o perdite da eliminazione contabile.

- **Fair value rilevato nell'utile/perdita dell'esercizio (FVTPL).** Questi strumenti sono rilevati al fair value anche successivamente alla prima rilevazione e le variazioni di fair value sono rilevate nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Comprendono le partecipazioni e gli strumenti derivati non classificati dal Gruppo come di copertura.
- **Fair value rilevato nel Prospetto di conto economico complessivo (FVOCI).** Questi strumenti sono rilevati al fair value anche successivamente alla prima rilevazione. Includono principalmente titoli di debito, titoli di capitale e strumenti derivati classificati dal Gruppo come di copertura. Gli interessi attivi calcolati in conformità al metodo dell'interesse effettivo, gli utili e le perdite su cambi e le perdite per riduzione di valore sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio; gli altri utili e perdite netti sono invece rilevati nel Prospetto di conto economico complessivo. Quando l'attività finanziaria è eliminata, gli utili/(perdite) precedentemente rilevati nelle Prospetto di conto economico complessivo vengono riclassificati a conto economico.

Le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato utilizzando il criterio dell'interesse effettivo o al FVTPL. Eventuali variazioni di attività e passività finanziarie valutate al FVTPL, compresi gli interessi passivi, sono rilevate nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Nel caso di passività finanziarie valutate successivamente al costo ammortizzato gli interessi passivi e gli utili/(perdite) su cambi sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio, così come gli eventuali utili o perdite derivanti dall'eliminazione contabile.

Le passività finanziarie valute al costo ammortizzato includono finanziamenti, debiti commerciali e altre passività finanziarie; quelle valutate al FVTPL comprendono strumenti finanziari derivati. Quando una passività finanziaria è eliminata, la differenza tra il valore contabile della passività finanziaria estinta e il corrispettivo versato (comprese le attività non rappresentate da disponibilità liquide trasferite o le passività assunte) è rilevata nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Si rimanda alla **Nota 38 - Strumenti finanziari** per ulteriori dettagli.

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Denaro e valori in cassa	(49.870)	(85.714)
	<b>(49.870)</b>	<b>(85.714)</b>
Crediti finanziari a breve termine	(148.860)	(100.715)
	<b>(148.860)</b>	<b>(100.715)</b>
Debiti verso banche	10	699
Quota corrente Project Financing	17.004	18.385
Debiti finanziari verso ERG S.p.A	234	6.115
Altri debiti finanziari correnti	488	4.207
	<b>17.736</b>	<b>29.406</b>
<b>Passività finanziarie correnti per beni in leasing</b>	<b>4.539</b>	<b>5.820</b>
<b>Posizione finanziaria corrente netta</b>	<b>(176.455)</b>	<b>(151.203)</b>
Quota non corrente Project Financing	48.189	125.258
Strumenti valutati al Fair Value (IRS)	-	1.860
Altri debiti non correnti	1.993	1.994
<b>Passività finanziarie non correnti</b>	<b>50.182</b>	<b>129.113</b>
<b>Passività finanziarie non correnti per beni in leasing</b>	<b>227.529</b>	<b>221.818</b>
<b>Posizione finanziaria non corrente netta</b>	<b>277.712</b>	<b>350.931</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>101.257</b>	<b>199.728</b>

#### Indebitamento indiretto e soggetto a condizioni

Secondo quanto previsto dagli Orientamenti ESMA si riporta di seguito la descrizione e la natura dell'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 31 dicembre 2025.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 31 dicembre 2025 si riferisce principalmente a impegni di costruzione di attività immobilizzate nei 12 mesi successivi e ammonta a circa 199 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici in Germania (78 milioni di Euro), Francia (24 milioni di Euro), Regno Unito (7 milioni di Euro), ai progetti in Italia, principalmente Repowering, Revamping e Storage per circa 91 milioni di Euro totali.

### NOTA 30 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

La cassa e le disponibilità liquide equivalenti sono iscritte al fair value che corrisponde al valore nominale al valore nominale. In base a quanto previsto dallo IAS 7 rientrano nella definizione di cash equivalents il denaro in cassa e i depositi bancari/postali rimborsabili a vista, gli

investimenti a breve termine convertibili in un ammontare di liquidità. Sono inoltre inclusi gli investimenti a breve il cui valore di rimborso sia predeterminato alla data di acquisto/iscrizione iniziale.

La voce pari a 50 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (86 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) è costituita dalle giacenze sui conti delle società eoliche e solari partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing per un importo pari a circa 9 milioni di euro.

## NOTA 31 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL *FAIR VALUE*

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	13.024	23.808	
<b>Totale parte non corrente</b>	<b>13.024</b>	<b>23.808</b>	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	377	-	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	5.899	7.706	
<b>Totale parte corrente</b>	<b>6.275</b>	<b>7.706</b>	

La quota non corrente, pari a circa 13 milioni di Euro al 31 dicembre 2025 (24 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), è costituita principalmente dai crediti riferiti al *fair value* positivo del VPPA in Italia, pari a circa 24 milioni di Euro (17 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

La quota corrente, pari a circa 6 milioni di Euro al 31 dicembre 2025 (8 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), è costituita principalmente dai crediti riferiti al *fair value* positivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, pari a circa 6 milioni di Euro (8 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

## NOTA 32 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 116 milioni di Euro al 31 dicembre 2025 (84 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta è costituita principalmente da crediti finanziari verso la controllante ERG S.p.A., oltre che da 20 milioni di Euro di crediti riferiti alla tesoreria centralizzata tra ERG Power Generation S.p.A. e ERG Sweden Holding AB oggetto di cessione.

## NOTA 33 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

Le fonti di finanziamento tradizionali, pari a 65 milioni di Euro (144 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), sono totalmente relative a **Project Financing** in essere, relative a perimetri oggetto di acquisizione ovvero sottoscritti prima del 2019, connessi a impianti fotovoltaici ed eolici localizzati rispettivamente in Italia e Germania.

In particolare:

- finanziamenti per 49 milioni di Euro con scadenza finale prevista a novembre 2028, relativi alla costruzione di un parco solare tramite una Società di diritto italiano;
- finanziamenti per 16 milioni di Euro con scadenza finale prevista a dicembre 2038, erogati per la costruzione di un parco eolico tramite una Società di diritto tedesco.

Si segnala inoltre che:

- a marzo 2025 è stato rimborsato il finanziamento bancario in capo alla società inglese Broken Cross Wind Farm Limited acquisita nel mese di gennaio 2025 per un importo totale pari a circa 43 milioni di Euro;
- a dicembre 2025 è stato rimborsato il finanziamento bancario in capo alla società francese C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès, oggetto di acquisizione a gennaio 2024 per un importo totale pari a circa 61 milioni di Euro.

Tali debiti sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,3 milioni di Euro).

I **Project Financing** sono garantiti dall'asset sottostante. Si rimanda alla sezione seguente per un commento sui relativi eventuali *Covenants e negative pledge*.

Gli **Altri debiti** si riferiscono principalmente a componenti differite del corrispettivo di acquisizione di società all'estero per circa 2 milioni di Euro.

### **Covenants e Negative pledge**

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenant dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

I suddetti debiti finanziari contengono covenants tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Tali contratti contengono anche dei *negative pledge*, clausole che prevedono in generale il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori e tutelano il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito.

Per quanto concerne invece gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei finanziatori, queste si riferiscono principalmente:

- i) al privilegio speciale sui beni mobili
- ii) all'ipoteca sui beni immobili
- iii) al pegno sui conti correnti vincolati
- iv) al pegno sul 100% del capitale sociale (incluso il pegno del 100% del capitale sociale di eventuali società controllate)

Nella tabella seguente si riporta un dettaglio dei parametri finanziari relativi ai finanziamenti/Project Financing cui sopra.

Bilancio 2025	Bilancio 2024	Project Financing/Finanziamenti	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default <sup>(1)</sup>
✓	✓	Project Financing Windpark Linda GmbH	✓	HDSCR inferiore a 1,05X	✓
✓	✓	Project Financing Andromeda PV S.r.l.	✓	Historical Annual DSCR e Projected Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
•	✓	Project C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès	n/a	HDSCR inferiore a 1,05x	✓

(H)DSCR: (Historical) Debt Service Coverage Ratio

(1) Rimedi contrattualmente stabiliti che la Società può porre in essere per evitare il default.

Legenda:

✓ Presente

• Non presente

n/a Non applicabile

### NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie sorte a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 pari a 232 milioni di Euro (228 milioni di Euro nel 2024) di cui 228 milioni di Euro (222 milioni di Euro nel 2024) a medio lungo termine e 5 milioni di Euro a breve termine (6 milioni di Euro nel 2024).

La passività si riferisce al valore attuale dei pagamenti dovuti e non versati alla data di decorrenza del leasing incrementata degli interessi impliciti maturati su tale passività e diminuita dei pagamenti effettuati del periodo.

L'incremento del periodo si riferisce principalmente alla passività iscritta per le acquisizioni avvenute nel periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 43 - Business Combination e acquisizione di Asset**.

### NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	96.272	97.145	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	-	1.959	✓
<b>Totale parte non corrente</b>	<b>96.272</b>	<b>99.104</b>	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	10.382	6.767	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	863	3.065	
<b>Totale parte corrente</b>	<b>11.245</b>	<b>9.832</b>	

La quota non corrente, pari a 96 milioni di Euro (99 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) comprende principalmente il *fair value* negativo dei VPPA in Spagna, USA e Regno Unito, parte dei quali iscritti al *fair value* nell'ambito delle relative business combination. Tali strumenti sono inoltre stati designati come hedging instruments e pertanto non sono inclusi nelle passività finanziarie della Posizione Finanziaria Netta redatta secondo Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

- La quota corrente pari a 11 milioni di Euro (10 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) è costituita da:
  - la quota da rilasciare a breve termine dei debiti riferiti ai *fair value* negativi iscritti nell'ambito delle relative business combination dei VPPA in Spagna e USA, pari a circa 10 milioni di Euro (7 milioni di Euro al 31 dicembre 2024);
  - i debiti riferiti al *fair value* negativo per strumenti di copertura su rischio prezzo commodities pari a circa 1 milione di Euro (3 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

## NOTA 36 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	2025			2024		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	4.084	(911)	3.174	2.060	(1)	2.059
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	-	(111)	(111)	1.425	-	1.425
Proventi (oneri) finanziari verso socio controllante	-	(932)	(932)	100	-	100
Proventi (oneri) finanziari verso società collegate	67	-	67	124	-	124
Proventi (oneri) finanziari verso terzi	3.484	-	3.484	4.927	-	4.927
Interessi passivi su project financing	-	(7.282)	(7.282)	-	(7.508)	(7.508)
Operazioni Liability management	4.175	(1.924)	2.251	-	-	-
<b>Gestione liquidità/Costo del debito</b>	<b>11.810</b>	<b>(11.160)</b>	<b>651</b>	<b>8.636</b>	<b>(7.508)</b>	<b>1.128</b>
Proventi (oneri) finanziari diversi	3.417	(2.680)	737	10.163	(477)	9.686
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	23.625	(22.068)	1.556	15.216	(14.153)	1.063
Oneri finanziari su Passività Tax Partner USA	-	(8.263)	(8.263)	-	(8.099)	(8.099)
Rinegoziazione finanziamenti gain (loss)	-	-	-	-	-	-
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	(92)	583	491	-	(69)	(69)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(11.012)	(11.013)	-	(10.480)	(10.480)
Differenze cambio	247	(2.167)	(1.920)	2.455	(1.536)	919
<b>Altri Proventi / (Oneri)</b>	<b>27.197</b>	<b>(45.607)</b>	<b>(18.412)</b>	<b>27.834</b>	<b>(34.814)</b>	<b>(6.979)</b>
<b>Totale</b>	<b>39.007</b>	<b>(56.767)</b>	<b>(17.760)</b>	<b>36.470</b>	<b>(42.322)</b>	<b>(5.852)</b>

Gli **interessi passivi su project financing** inclusi nel costo del debito rappresentano la parte degli oneri finanziari relativa agli interessi contrattuali, mentre il loro adeguamento al tasso di interesse effettivo è rappresentata dalle voci "Rinegoziazione finanziamenti – IFRS 9" e "Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing".

La voce **Proventi (oneri) finanziari verso terzi** accoglie gli interessi attivi registrati sul finanziamento intercompany verso la ERG Sweden Holding, in corso di cessione al 31 dicembre 2025, non più oggetto di elisione.

La voce **Operazioni Liability management** include gli oneri straordinari legati alla chiusura dei Project Financing in capo alla società neoacquisita nel Regno Unito e alla società francese C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès, inclusa l'estinzione dei *fair value* relativi agli strumenti finanziari derivati a copertura dei tassi di interesse correlati.

I **Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value** si riferiscono alla variazione di *fair value* di alcuni strumenti finanziari derivati su *commodities*. I valori lordi dei proventi e degli oneri rappresentati riflettono l'operatività tecnica di acquisto e vendita. Si evidenzia che il risultato netto delle suddette operazioni non è significativo, in linea con gli obiettivi prefissati in policy e con gli anni precedenti.

La voce **Oneri finanziari su passività Tax Partner USA** rappresenta gli oneri finanziari derivanti dall'attualizzazione al tasso di rendimento interno atteso dell'importo totale dovuto al Partner. Si ricorda che nel periodo comparativo, tali oneri sono computati dal 1° aprile 2024, data di primo consolidamento del perimetro USA.

I **Proventi (oneri) finanziari diversi** includono principalmente gli interessi finanziari oggetto di capitalizzazione per i parchi in costruzione, gli oneri finanziari sul fondo oneri smantellamento e le commissioni bancarie.

## NOTA 37 - STRUMENTI FINANZIARI

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

#### Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Gli strumenti derivati, tra cui le operazioni a termine, in essere sono così classificati:

- 1. strumenti derivati definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9:** in tale fattispecie sono incluse (i) le operazioni poste in essere a copertura dell'oscillazione di flussi finanziari (Cash Flow Hedge - CFH) su tassi di interesse, tassi di cambio e commodity e (ii) le operazioni a copertura del fair value dell'elemento coperto (Fair Value Hedge - FVH) su commodity (prezzo e cambio);
- 2. operazioni a termine e strumenti derivati non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9,** rispondenti ai requisiti di compliance con le politiche aziendali di gestione del rischio su tassi di cambio e su commodity energetiche.

Il Gruppo effettua il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari. Per tutte le coperture di flussi finanziari, comprese quelle delle operazioni che comportano la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, gli importi accumulati nella riserva di copertura dei flussi finanziari sono stati riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio nello stesso esercizio o negli stessi esercizi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita).

Il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non

finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se sono stati sottoscritti per "own use exemption".

#### Gerarchia del Fair Value secondo l'IFRS 13

Nella valutazione del fair value di un'attività o una passività, il Gruppo si avvale per quanto possibile di dati di mercato osservabili. I fair value sono distinti in vari livelli gerarchici in base ai dati di input utilizzati nelle tecniche di valutazione, come illustrato di seguito.

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche.
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (prezzi), sia indirettamente (derivati dai prezzi).
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili.

Il Gruppo rileva i trasferimenti tra i vari livelli della gerarchia del fair value data dell'evento o del cambiamento delle circostanze che ha determinato il trasferimento nel quale il trasferimento ha avuto luogo.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico nel periodo in cui la variazione è avvenuta.

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria, il valore contabile ed il fair value. Sono escluse le informazioni sul fair value delle attività e delle passività finanziarie non valutate al fair value, quando il valore contabile rappresenta una ragionevole approssimazione del fair value.

31/12/2025 (migliaia di Euro)	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni	-	390	-	-	390	390	-	390	-
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	49.339	-	49.339	49.339	-	49.339	-
Interest rate swap di copertura	377	-	-	-	377	377	-	377	-
Derivati su commodities	5.899	-	-	-	5.899	5.899	-	5.899	-
Virtual Power Purchase Agreements	13.024	-	-	-	13.024	13.024	-	-	13.024
Altri crediti finanziari correnti	-	-	115.753	-	115.753	115.753	-	115.753	-
Crediti commerciali	-	-	136.608	-	136.608	136.608	-	-	-
Altri crediti	-	-	104.059	-	104.059	104.059	-	104.059	-
Disponibilità liquide	-	-	49.870	-	49.870	49.870	-	-	-
<b>Totale attività</b>	<b>19.300</b>	<b>390</b>	<b>455.629</b>	<b>-</b>	<b>475.319</b>	<b>475.319</b>			
Project Financing no recourse	-	-	-	65.193	65.193	150.689	-	150.689	-
Debiti verso banche/vs controllanti	-	-	-	244	244	244	-	244	-
Debiti finanziari	-	-	-	2.481	2.481	2.481	-	2.481	-
Derivati su commodities	863	-	-	-	863	863	-	863	-
Virtual Power Purchase Agreements	106.654	-	-	-	106.654	106.654	-	-	106.654
Debiti commerciali	-	-	-	116.002	116.002	116.002	-	-	-
Altri debiti	-	-	-	-	254.354	254.354	-	219.839	34.515
<b>Totale passività</b>	<b>107.517</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>183.919</b>	<b>545.790</b>	<b>631.286</b>			

(1) la voce include anche il fair value dei Futures per cui è previsto il cash settlement anche delle open position (per cui il relativo fair value non è rinvenibile nel prospetto della situazione patrimoniale finanziaria in quanto già regolato) per circa 2 milioni di Euro.

Al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Strumento di calcolo	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
<b>Derivati su commodity</b>	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	Refinitiv Eikon	Level 2
	Commodity Future	Strumento quotato		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	EEX via Refinitiv Eikon	Level 1
	Contract for Difference (Cfd)	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- PUN forward quotato sul mercato OTC	EEX via Refinitiv Eikon	Level 2
			- FINCAD XL	- Curva zero coupon sull'Euro	Refinitiv Eikon	
Virtual Power Purchase Agreement (VPPA) <sup>(1)</sup>	Discounted Cash Flow Metodo Monte Carlo (valutazione opzioni)	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot/forward ufficiali delle commodity di riferimento - Volatilità storica delle commodity di riferimento - Curva a zero coupon della valuta di riferimento - Cambi spot BCE	Refinitiv Eikon	Level 3	
<b>Derivati su tasso di cambio</b>	Compravendita a termine (Outright, FX Forward)	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di interesse a breve (deposit rates) e a medio/lungo termine swap rates) per entrambe le divise di riferimento. - Cambi spot BCE	Refinitiv Eikon	Level 2

(1) Trattandosi di strumenti con delivery mediamente superiori a 10 anni, qualora per le scadenze a lungo termine fossero assenti quotazioni di prezzi facilmente individuabili nel mercato attivo e quindi si debba replicare il prezzo dell'ultima scadenza disponibile, viene stimato il *fair value* alla data di rilevazione iniziale, senza alcun impatto contabile in bilancio, e a ogni data di chiusura si rileva la differenza tra il *fair value* alla data di valutazione e quello stimato alla data di sottoscrizione del contratto.

Si segnala che per gli strumenti valutati con input di livello 3, l'impatto netto rilevato a conto economico nel periodo è pari a circa 14,5 milioni di Euro alla voce ricavi al netto dell'effetto fiscale. L'impatto sul conto economico complessivo del periodo è pari a circa 17,1 milioni di Euro a decremento della riserva di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale.

Si specifica inoltre che gli elementi non osservabili si riferiscono ai punti di lungo periodo della curva forward dei prezzi dell'energia elettrica; la sensibilità delle variazioni di questa parte finale della curva è marginale, essendo predominante la parte breve della curva basata su input osservabili.

### NOTA 38 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

Tra i principali rischi identificati e attivamente gestiti dal Gruppo si riportano i seguenti:

- il **Rischio di credito**, col quale si evidenzia la possibilità di insolvenza (default) di una controparte o l'eventuale deterioramento del merito creditizio assegnato;
- il **Rischio di mercato**, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni, dei tassi di interesse, dei tassi di cambio, nonché dalla variazione dei prezzi dei prodotti venduti e degli acquisti di materie prime (rischio volatilità prezzo *commodity*);
- il **Rischio di liquidità**, che esprime il rischio che le risorse finanziarie disponibili risultino insufficienti a mantenere i propri impegni di pagamento.

Il Gruppo ERG attribuisce grande importanza alla identificazione e misurazione dei rischi e ai connessi sistemi di controllo, in modo da poter garantire una gestione efficiente dei rischi assunti. Coerentemente con tale obiettivo, è stato adottato un sistema di *Risk Management* avanzato che garantisce, nel rispetto delle politiche esistenti in materia, l'individuazione, la misurazione e il controllo a livello centrale per l'intero Gruppo del grado di esposizione ai singoli rischi.

La funzione *Group Risk Finance & Corporate Finance* assicura la coerenza con i limiti di rischio assegnati e fornisce adeguato supporto con le proprie analisi, sia alle singole società controllate sia al Risk Committee e all'Alta Direzione della Capogruppo, per le decisioni di tipo strategico.

#### Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito, insito nella probabilità che una determinata controparte non riesca a far fronte alle proprie obbligazioni contrattuali, viene gestita attraverso opportune analisi e valutazioni anche supportate da primari provider sull'analisi del rischio credito, attribuendo ad ogni controparte un rating interno (Internal Based Rating, indice sintetico di valutazione del merito creditizio). La classe di rating fornisce una stima della probabilità di insolvenza (*default*) di una determinata controparte da cui dipende il grado di affidamento assegnato, che viene puntualmente monitorato e che non deve mai essere superato. La scelta delle controparti relativamente sia al business industriale sia alle negoziazioni finanziarie sottostà alle decisioni del Credit Committee le cui scelte sono supportate dalle analisi del merito creditizio.

Anche il rischio di concentrazione, in particolare per cliente, viene monitorato continuamente senza aver mai presentato situazioni di allerta, anche in considerazione delle caratteristiche del settore in cui il Gruppo opera.

Al 31 dicembre 2025, l'esposizione massima al rischio di credito su crediti commerciali, suddivisa per regione geografica, è la seguente:

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Italia	70.700	72.072
Francia	23.960	19.534
Germania	6.758	15.379
Bulgaria	1.578	7.565
Polonia	5.529	5.813
Romania	15.980	5.299
UK	9.000	4.993
USA	2.534	3.265
Svezia	-	1.478
Spagna	570	234
<b>Totale</b>	<b>136.608</b>	<b>135.630</b>

La tabella sottostante fornisce informazioni circa l'esposizione del Gruppo al rischio di credito a fine esercizio, mediante classificazione dei crediti (vedi **Nota 6 – Crediti Commerciali**) in funzione del merito creditizio corrispondente ai rating assegnati dall'*information provider* internamente assegnati.

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Valutazione AA+ /AA-	4.319	5.845
Valutazione A+ /A-	26.720	9.305
Valutazione BBB+ / BBB-	104.001	93.231
Valutazione BB+ / BB-	1.563	11.563
Valutazione B+ / B-	-	11.727
Valutazione CCC	4	3.459
Valutazione CC	0	501
<b>Totale</b>	<b>136.608</b>	<b>135.630</b>

In relazione ai crediti non oggetto di svalutazione il Gruppo assegna a ciascuna esposizione una classe di rating creditizio che fornisce una previsione del rischio di perdita e considera la comprovata esperienza nel valutare i crediti. Le classi di rating creditizio vengono definite utilizzando fattori qualitativi e quantitativi indicanti il rischio di inadempimento.

La tabella seguente mostra l'esposizione al rischio di credito e le perdite attese sui crediti commerciali al 31 dicembre 2023 non scaduti (rispetto alla tabella di cui sopra il valore contabile è iscritto al netto di poste iscritte nel passivo a rettifica dei crediti e dei crediti già incassati alla data del presente documento).

(migliaia di Euro)	Valore contabile	Percentuale di perdita medio ponderata <sup>(1)</sup>	Fondo svalutazione
Valutazione AAA	-	-	-
Valutazione AA+ /AA-	4.319	0,16%	7
Valutazione A+ /A-	26.720	0,20%	52
Valutazione BBB+ / BBB-	104.001	0,30%	315
Valutazione BB+ / BB-	1.563	0,52%	8
Valutazione B+ / B-	-	0,00%	0
Valutazione CCC	4	2,54%	0
Valutazione CC	0	5,03%	0
<b>Totale</b>	<b>136.608</b>		<b>383</b>

(1) parametro valutato per ogni Paese sulla base della Probabilità di Default (PD) e della perdita statisticamente rilevata a fronte dei crediti in default (LGD).

### Rischio di liquidità

Si identifica con il rischio che le risorse finanziarie possano non essere sufficienti a coprire tutti gli obblighi in scadenza. A oggi il Gruppo ERG garantisce con la generazione di flussi di cassa e con la disponibilità di linee di credito messe a disposizione da controparti diverse, l'adeguata copertura dei propri fabbisogni finanziari.

Le seguenti tabelle riassumono il profilo temporale delle passività finanziarie del Gruppo, comprensive di interessi, al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 sulla base dei pagamenti contrattuali non attualizzati ed il relativo valore contabile.

**31/12/2025**

(migliaia di Euro)	Valore Contabile	Maturity dei debiti					
		Totale	Su richiesta	inferiore a 3 mesi	da 3 a 12 mesi	da 1 a 5 anni	superiore a 5 anni
Project Financing no recourse	65.193	73.023	-	7.828	11.557	43.294	10.344
Debiti verso Controllanti	234	234	234	-	-	-	-
Altri debiti	2.481	2.481	-	-	2.481	-	-
Debiti commerciali	116.002	116.002	19.607	96.377	13	4	-
<b>Totale passività finanziarie non derivate</b>	<b>183.910</b>	<b>191.740</b>	<b>19.841</b>	<b>104.205</b>	<b>14.051</b>	<b>43.298</b>	<b>10.344</b>
Virtual Power Purchase Agreements	106.654	106.654	-	3.377	10.130	51.953	41.194
Derivati rischio prezzo Commodities	863	863	-	-	813	45	5
<b>Totale Passività finanziarie derivate</b>	<b>107.517</b>	<b>107.517</b>	<b>-</b>	<b>3.377</b>	<b>10.943</b>	<b>51.998</b>	<b>41.199</b>

**31/12/2024**

(migliaia di Euro)	Valore Contabile	Maturity dei debiti					
		Totale	Su richiesta	inferiore a 3 mesi	da 3 a 12 mesi	da 1 a 5 anni	superiore a 5 anni
Project Financing no recourse	143.643	184.639	-	9.218	15.988	78.302	81.132
Debiti verso Controllanti	6.115	6.115	6.115	-	-	-	-
Altri debiti	6.201	6.201	-	-	6.201	-	-
Debiti commerciali	114.528	114.528	50.122	64.406	-	-	-
<b>Totale passività finanziarie non derivate</b>	<b>270.488</b>	<b>311.483</b>	<b>56.237</b>	<b>73.624</b>	<b>22.189</b>	<b>78.302</b>	<b>81.132</b>
Virtual Power Purchase Agreements	103.912	103.912	-	1.692	5.075	49.462	47.683
Derivati rischio prezzo Commodities	3.065	3.065	-	-	3.065	-	-
<b>Totale Passività finanziarie derivate</b>	<b>106.977</b>	<b>106.977</b>	<b>-</b>	<b>1.692</b>	<b>8.140</b>	<b>49.462</b>	<b>47.683</b>

**Rischio di mercato**

Comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso di interesse e il rischio prezzo delle *commodity*. La gestione di tali rischi è disciplinata dalle linee guida indicate nella *Policy* di Gruppo e da procedure interne all'area Finance.

Inoltre, sono state sviluppate specifiche politiche e procedure di *risk management*, basate sulle *best practice* di settore, per la continua misurazione dei livelli di esposizione al rischio rispetto ad un valore di *Risk Capital* allocato dalla capogruppo.

**Rischio di mercato - tasso di interesse**

Identifica la variazione dell'andamento futuro dei tassi di interesse che potrebbero determinare maggiori costi per il Gruppo. Il contenimento del rischio di tasso viene solitamente perseguito mediante l'utilizzo di contratti derivati come *Interest Rate Swap* e *Interest Rate Option (plain vanilla)*.

Al 31 dicembre 2024 non vi sono strumenti derivati a copertura del tasso di interesse con impatto significativo sul Gruppo.

**Rischio di mercato - commodity**

Il rischio prezzo delle merci è insito nella variazione inattesa dei prezzi delle materie prime, dell'approvvigionamento dei servizi, dei prodotti finiti e dei servizi immessi sul mercato per la vendita.

Il Gruppo pone in essere tutte le strategie di gestione dei rischi necessarie al fine di non incorrere in danni economici derivanti dalla volatilità del prezzo di vendita e acquisto dell'Energia Elettrica e dalle fluttuazioni del Clean Spark Spread.

in migliaia di Mwh	2025		
	Nominale di Copertura	Nominale di Trading	Totale
Future	3.632	-	3.632
CFD	992	-	992
VPPA	16.226	-	16.226
<b>Totale</b>	<b>20.850</b>	<b>-</b>	<b>20.850</b>

Le tabelle sotto riportate forniscono il dettaglio degli strumenti finanziari derivati legati a diverse tipologie di commodities e rappresentano, a fronte di ragionevoli cambiamenti dei prezzi, mantenendo fisse tutte le altre variabili, l'impatto sulle variazioni dell'utile ante imposte (a causa di variazioni del *fair value* delle attività e delle passività finanziarie) e del patrimonio netto di Gruppo (dovuto a variazioni del valore equo degli strumenti derivati in *cash flow hedge*) del cambiamento del prezzo delle commodity del +/-25%.

## Impatto a Conto economico

(milioni di Euro)	2025	2024
Shock-up (variazione prezzo commodities +25%)	(0,0)	(0,1)
Shock-down (variazione prezzo commodities -25%)	0,0	(0,0)

## Impatto a patrimonio netto

(milioni di Euro)	2025	2024
Shock-up (variazione prezzo commodities +25%)	(128,0)	(125,4)
Shock-down (variazione prezzo commodities -25%)	130,9	134,3

### Rischio di mercato - tasso di cambio

Identifica la variazione inattesa futura dei tassi di cambio che potrebbero determinare maggiori costi per il Gruppo (rischio transattivo), oppure impatti sul bilancio consolidato per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in altra valuta (rischio traslativo). La gestione del rischio di tasso di cambio consiste principalmente nella sua accettazione, in considerazione della ridotta esposizione che il Gruppo ha alla data di approvazione della presente politica. Sono in essere livelli di warning e l'eventuale utilizzo di strumenti finanziari derivati per la copertura del rischio. Il Gruppo adotta inoltre una strategia basata sul perseguimento di un bilanciamento tra asset e liabilities in valuta, minimizzando quindi l'esposizione netta, e finanziando a M/L termine in valuta locale gli investimenti, la cui redditività e flussi di cassa sono prevalentemente espressi in tale valuta.

In caso di operazioni straordinarie può essere necessario proteggersi dalla variabilità del tasso di cambio tra la data di decisione di stipulare una attività finanziaria (coincidente con la negoziazione di uno strumento derivato) e l'effettiva stipula di tale attività finanziaria, quando ritenuta altamente probabile.

Al 31 dicembre 2025 non vi sono strumenti derivati a copertura del tasso di cambio.

### Strumenti derivati utilizzati

Le principali tipologie di strumenti derivati adottati nella gestione dei rischi finanziari, con il solo fine di copertura, sono i seguenti:

**Opzioni:** contratto con il quale una delle parti, pagando un corrispettivo (premio) all'altra, acquista il diritto di comprare (call option) o di vendere (put option), a una data futura, un certo quantitativo di strumenti finanziari (sottostante) a un prezzo stabilito (prezzo di esercizio).

**Forward o contratti a termine:** prevedono l'acquisto o la vendita tra due parti di un determinato bene (sottostante) a una data futura e a un prezzo prefissato al momento della stipula del contratto; rientrano in questa categoria anche i contratti futures, che a differenza dei contratti forward, sono standardizzati, negoziati in lotti e per scadenze predeterminate all'interno di mercati regolamentati.

**Swap/CfD (Contract for Difference):** contratto che determina tra due parti lo scambio di flussi di pagamenti a date certe. I pagamenti possono essere espressi nella stessa valuta o in valute differenti e il loro ammontare è determinato in relazione a un sottostante.

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG e volti a fronteggiare l'esposizione ai rischi finanziari in essere al 31 dicembre 2025 sono:

#### Derivati su tasso di interesse

- strumenti di tipo *Interest Rate Option* che consentono di fissare dei limiti superiori (*cap*) e inferiori (*floor*) alle oscillazioni del tasso di interesse relativamente a finanziamenti indicizzati a un tasso variabile;
- strumenti di tipo *Interest Rate Swap*, inclusi gli strumenti *Prehedge*, per ricondurre al profilo di rischio ritenuto più opportuno i prestiti bancari a tasso fisso e variabile. Gli IRS prevedono che le controparti, con riferimento a un valore nozionale definito e a scadenze temporali prefissate, scambino tra loro flussi di interesse calcolati in relazione a tassi fissi o a parametri di tasso variabile in precedenza concordati;

#### Derivati su commodity

- strumenti di tipo CfD, utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o di vendere in maniera sintetica quantità di energia elettrica liquidando a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato e quello di mercato rilevato nel periodo di riferimento;
- strumenti di tipo Future utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o vendere un determinato ammontare di energia ad un certo prezzo in un periodo futuro prestabilito. Gli strumenti future utilizzati hanno sia scadenze mensili che a cascata (annuali, semestrali, trimestrali, ecc.);
- contratti sull'energia elettrica con consegna fisica, sono stipulati sul mercato dell'energia all'ingrosso e valutati al fair value in quanto parte di operazioni di compravendita con contropartita strumenti finanziari derivati;
- contratti di Power Purchase Agreement di tipo finanziario o "virtuale" (VPPA), stipulati al fine di stabilizzare la struttura di ricavo con controparti per cui alle date di delivery avviene lo scambio di un pagamento sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante.

#### Derivati su tassi di cambio

- contratti a termine su valuta (outright forward), utilizzati per immunizzarsi dalla variabilità del cambio tra la data di decisione di stipulare una attività finanziaria (coincidente con la negoziazione del derivato oggetto della presente HDR) e l'effettiva stipula di tale attività finanziaria.

### Hedge accounting

Il Gruppo utilizza gli strumenti finanziari derivati per coprire la propria esposizione ai rischi di tasso d'interesse e rischio prezzo materie prime. Inoltre qualsiasi derivato incorporato in un contratto ibrido viene separato e valutato al fair value, quando il contratto derivato soddisfa la definizione di derivato e non è strettamente correlato al contratto primario.

All'inizio della relazione di copertura designata, il Gruppo documenta gli obiettivi nella gestione del rischio e la strategia nell'effettuare la copertura, nonché il rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura e se si prevede che le variazioni delle disponibilità liquide dell'elemento coperto e dello strumento di copertura si compenseranno tra loro.

Quando uno strumento finanziario derivato è designato come strumento di copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi finanziari, la parte efficace delle variazioni del fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata nel Prospetto di conto economico complessivo e presentata nella riserva di copertura dei flussi finanziari. La parte efficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato che viene rilevata nel Prospetto di conto economico complessivo è limitata alla variazione cumulata del fair value dello strumento coperto (al valore attuale) dall'inizio della copertura. La parte inefficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata immediatamente nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

In una relazione di copertura, il Gruppo designa come strumento di copertura solo la variazione del fair value dell'elemento a pronti del contratto a termine come strumento di copertura in una relazione di copertura dei flussi finanziari.

Se la copertura cessa di soddisfare i criteri di ammissibilità o lo strumento di copertura è venduto, giunge a scadenza o è esercitato, la contabilizzazione delle operazioni di copertura cessa prospetticamente. Quando cessa la contabilizzazione delle operazioni di copertura per le coperture di flussi finanziari, l'importo accumulato nella riserva di copertura dei flussi finanziari rimane nel patrimonio netto fino a quando, nel caso di copertura di un'operazione che comporta la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, è incluso nel costo dell'attività o della passività non finanziaria al momento della rilevazione iniziale o, nel caso delle altre coperture di flussi finanziari, è riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio nello stesso esercizio o negli stessi esercizi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita) dell'esercizio.

Se non si prevedono più futuri flussi finanziari coperti, l'importo deve essere riclassificato immediatamente dalla riserva per la copertura di flussi finanziari e dalla riserva per i costi della copertura nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Una relazione di copertura risulta efficace se e solo se rispetta i seguenti requisiti:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- il rischio di credito non è dominante rispetto alle variazioni di valore; e
- il rapporto di copertura (c.d. "hedge ratio") è il medesimo utilizzato per finalità di risk management ovvero la quantità coperta dell'elemento oggetto di copertura e la quantità dello strumento di copertura utilizzata per coprire l'elemento coperto.

Il Gruppo procede a effettuare il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari.

Tuttavia, per tutte le coperture di flussi finanziari, comprese quelle delle operazioni che comportano la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, gli importi accumulati nella riserva di copertura dei flussi finanziari sono stati riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio nello stesso esercizio o negli stessi esercizi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita).

### Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio transattivo sul prezzo delle commodities e al rischio di variazione dei tassi di interesse, al 31 dicembre 2025 sono i seguenti:

	Valore di nozionale				31 dicembre 2025	
	Scadenza 1 anno	Scadenza da 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Fair Value (milioni di Euro)	
in migliaia di Mwh					Attivo	Passivo
<b>Gestione del rischio sul prezzo delle commodity</b>						
- Cash flow hedge	1.484	10.820	8.547	20.850	21,3	123,3
<b>Totale strumenti derivati</b>					<b>21,3</b>	<b>123,3</b>
- di cui in Cash flow Hedge					21,3	123,3
- di cui non in Cash flow Hedge					0,0	0,0

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda al **Prospetto di conto economico complessivo**.



## **NOTA 39 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI**

### **Fideiussioni prestate (39 milioni di Euro)**

Si riferiscono a garanzie rilasciate a favore delle società del gruppo eolico in particolare in favore di Enti Pubblici per il ripristino delle aree dei parchi eolici al termine dell'attività di produzione dell'energia elettrica. La voce include anche Parent company guarantee commerciali emesse in favore delle società controllate a beneficio di fornitori terzi.

### **Altre Garanzie e impegni prestatati (4 milioni di Euro)**

Si tratta principalmente di impegni verso fornitori soprattutto in ambito di *Information & Communication Technology* a fronte di spese operative ed in conto capitale da sostenere in futuro già contrattualizzate con la controparte.

## VI. FISCALITA'

### NOTA 40 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte correnti sono rilevate in base ad una previsione dell'onere di pertinenza del periodo, tenendo anche conto degli effetti relativi all'adesione a uno strumento di consolidato fiscale della maggior parte delle società del Gruppo.

Il Gruppo ha determinato che gli interessi e le penali relativi alle imposte sul reddito, compresi i trattamenti contabili da applicare alle imposte sui redditi di natura incerta, sono contabilizzati in conformità allo IAS 37 Fondi, Passività potenziali e attività potenziali in quanto non soddisfano la definizione di imposte sul reddito.

L'ammontare delle imposte dovute o da ricevere, determinato sulla base delle aliquote fiscali vigenti o sostanzialmente in vigore alla data di chiusura del periodo, include anche la miglior stima dell'eventuale quota da pagare o da ricevere che è soggetta a fattori di incertezza.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte correnti per le società italiane è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Di seguito le aliquote relative alle società estere consolidate integralmente:

Francia 25%;  
Germania 26,6% - 32,2%;  
Regno Unito 25%;  
Romania 16%;  
Polonia 19%;  
Bulgaria 15% (per i gruppi soggetti al Pillar 2);  
Spagna 25%;  
Stati Uniti (Federal Tax + State Tax) 26,6% - 28,5%.

Per quanto riguarda il dettaglio delle **Imposte differite**, si rimanda a quanto commentato nelle Note successive.

(migliaia di Euro)	2025	2024
Imposte correnti sul reddito	51.590	51.578
Imposte esercizi precedenti	(3.115)	2.159
Imposte differite e anticipate	(4.694)	15.463
Imposta sostitutiva affrancamento	-	(27.511)
<b>Totale</b>	<b>43.781</b>	<b>41.690</b>

Si ricorda che nel periodo comparativo, le voci Imposte correnti sul reddito e Imposte differite e anticipate accoglievano, tra gli altri, gli effetti della contabilizzazione dell'imposta sostitutiva pari al 16% sull'affrancamento di plusvalori afferenti alle business combination Siena e Donatello, avvenute nel corso del 2022. La contabilizzazione ha avuto un impatto positivo sul Bilancio Consolidato dato dall'iscrizione di imposte anticipate e dal rilascio di imposte differite, per 64 milioni di Euro, sui diversi valori di avviamento oggetto di affrancamento in sede di *purchase price allocation*.

Infine, si segnala che le imposte anticipate accolgono l'effetto positivo delle perdite fiscali trasferite al Partner USA nell'ambito degli accordi di Tax Equity Partnership per circa 11 milioni di Euro.

### NOTA 41 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

Le attività per imposte correnti pari a 30 milioni di Euro (22 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relativi all'esercizio 2025.

Le passività per imposte correnti pari a 17 milioni di Euro (35 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative all'esercizio 2025.

### NOTA 42 - FISCALITÀ DIFFERITA

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

In relazione al principio della competenza, nel Bilancio consolidato sono accantonate le imposte differite, sia attive che passive, relative alle differenze temporanee legate alle rettifiche apportate ai bilanci delle società consolidate per adeguamento ai principi contabili di Gruppo, nonché alle differenze temporanee sorte fra i risultati civilistici ed i relativi imponibili fiscali, e sulle perdite fiscali non utilizzate.

Le attività per imposte differite sono stanziate ove è probabile il loro futuro recupero.

La recuperabilità delle differenze temporanee e delle perdite fiscali è contestualizzata all'interno delle varie scadenze degli accordi di consolidamento fiscale.

Il limite quantitativo dell'80% non trova applicazione per le perdite fiscali generatesi nei primi tre esercizi dalla costituzione della società, a condizione che si riferiscano ad una nuova attività produttiva.

Le imposte differite vengono calcolate sulla base delle aliquote fiscali attese nei periodi in cui le differenze temporanee tassabili e deducibili saranno recuperate.

Le **Attività per imposte differite**, pari a 73 milioni di Euro (121 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) sono determinate dalle differenze temporanee relative principalmente ad ammortamenti e svalutazioni e fondi rischi e oneri e dal riporto a nuovo di perdite fiscali.

Il Gruppo ritiene di avere la ragionevole certezza sulla recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 31 dicembre 2025.

Le **Passività per imposte differite**, pari a 210 milioni di Euro (278 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono soprattutto alle differenze temporanee generate dalle Purchase Price Allocation di acquisizioni passate e del periodo.

## VII. ALTRE NOTE

### NOTA 43 - BUSINESS COMBINATION E ACQUISIZIONE DI ASSET

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Le aggregazioni di attività aziendali sono contabilizzate utilizzando il cosiddetto "acquisition method". Il corrispettivo trasferito è valutato al fair value e comprende tutti i corrispettivi potenziali alla data di acquisizione. Le successive variazioni del fair value dei corrispettivi potenziali sono contabilizzate a conto economico, in conformità ai principi applicabili.

L'avviamento, rilevato alla data di acquisizione del controllo, è pari alla differenza fra:

- il corrispettivo trasferito e l'eventuale l'importo di qualsiasi interessenza di minoranza nell'acquisita valutata in conformità alle regole previste dall'IFRS 3 (fair value del pro-quota delle attività nette riconducibili alle interessenze di minoranza);
- il valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate al fair value.

I costi correlati alle acquisizioni sono contabilizzati come spese nell'esercizio in cui tali costi sono sostenuti.

Nel caso di acquisizione di parchi (eolici o fotovoltaici) operativi, al fine di identificare se l'oggetto dell'acquisizione è un business in base alla definizione fornita da IFRS 3, è necessario determinare se sono stati acquistati dei processi sostanziali.

Nell'ambito di questa considerazione, nella view del management del Gruppo le attività di O&M rappresentano un processo critico per il funzionamento dei parchi, in quanto lo stesso non potrebbe produrre output o mantenere il livello di produzione senza una continua attività di O&M.

Nel caso di acquisizione di progetti (es. oggetti che ancora non generano outputs), il Gruppo ritiene che non siano soddisfatte le condizioni per poter considerare tali operazioni come business combinations.

Di conseguenza, le acquisizioni di progetti saranno trattate contabilmente come assets acquisitions.

## VIII. ATTIVITÀ OPERATIVE DESTINATE A ESSERE CEDUTE

In conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, in data 20 gennaio 2026 ERG ha annunciato il signing e contestuale closing di due importanti operazioni nel Regno Unito ed in Svezia come meglio descritto in [Relazione sulla Gestione](#). In particolare, per quanto riguarda la Svezia, ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha firmato un accordo con Nordetic AB per la cessione dell'intero capitale di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby da 62 MW, situato in Svezia.

La sopramenzionata cessione è presentata nel presente Bilancio Consolidato come "attività operative destinate a essere cedute" ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 5 in quanto area geografica di attività in dismissione.

Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è stato pari a 70 milioni di Euro, comprensivo dei costi correlati alla cessione dell'asset.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Bilancio Consolidato la voce **Risultato netto attività destinate a essere cedute** del conto economico accoglie quindi sia per il 2025, sia per il periodo comparativo 2024, il contributo economico degli asset in Svezia. Per quanto riguarda i dati patrimoniali, sono indicati separatamente quelli relativi alle attività e passività degli asset in Svezia destinati a essere ceduti, in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Il principio contabile internazionale IFRS 5 richiede che i net assets posseduti per la vendita siano rilevati al minore tra il loro valore contabile e il fair value (enterprise value al 31 dicembre 2025 pari a circa 71 milioni di Euro) al netto dei costi di vendita. Dal confronto tra tale valore e il capitale investito netto (pari a 96 milioni di Euro al 31 dicembre 2025) è emersa una svalutazione contabile pari a circa 26 milioni di Euro già riflessa nel presente Bilancio Consolidato. I costi di vendita sono stati pari a 0,7 milioni di Euro.

### NOTA 44 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

##### Classificazione

Un'entità deve classificare un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il suo uso continuativo.

Devono essere soddisfatti due criteri:

- l'attività deve essere disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, per la vendita di tali attività (o gruppi in dismissione);
- la vendita deve essere altamente probabile.

L'IFRS 5 stabilisce che qualora un'attività non corrente (o gruppo in dismissione) sia classificata come posseduta per la vendita essa deve

essere valutata, al momento della sua rilevazione iniziale, al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

La presentazione di attività non correnti come "attività operative destinate a essere cedute" è prevista quando tali attività, che sono state dismesse o classificate come possedute per la vendita:

- a) rappresentano un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- b) fanno parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- c) sono rappresentate da una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

### Rapporti Infragruppo

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5 il Gruppo ha deciso di eliminare le partite infragruppo all'interno del risultato delle Attività in esercizio in quanto non ci si attende che in futuro la divisione operativa del Gruppo continuerà ad operare con la divisione in corso di dismissione.

### Criteri di valutazione

Un'attività non corrente classificata come posseduta per la vendita e le attività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere esposte separatamente dalle altre attività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Le passività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere presentate separatamente dalle altre passività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Tali attività e passività non devono essere compensate ed esposte in bilancio come un importo netto. Un'entità non deve riclassificare o ripresentare gli importi in precedenza classificati come attività non correnti, o come attività e passività appartenenti a gruppi in dismissione, classificati come posseduti per la vendita, nei prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria degli esercizi precedenti presentati a fini comparativi per uniformarsi alla classificazione nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria dell'ultimo esercizio presentato.

La situazione Patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2025 è rappresentata secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, indicando separatamente alle righe **Attività destinate a essere cedute** e **Passività connesse ad attività destinate a essere cedute** le attività e passività riferite alle attività in Svezia:

(migliaia di Euro)	Note	31/12/2025 Svezia	31/12/2025 Rapporti infragruppo	31/12/2025 Totale
<b>ATTIVITÀ</b>				
Autorizzazioni e Concessioni	<b>a</b>	2.426	-	2.426
Immobili, impianti e macchinari	<b>b</b>	68.258	-	68.258
Attività per diritti di utilizzo	<b>c</b>	3.239	-	3.239
Altre attività finanziarie non correnti		308	-	308
Attività per imposte differite		824	-	824
Altre attività non correnti	<b>d</b>	13.566	-	13.566
<b>Attività non correnti</b>		<b>88.620</b>	-	<b>88.620</b>
Crediti commerciali		1.215	-	1.215
Attività finanziarie correnti Gruppo ERG vs Svezia	<b>e</b>	-	(20.022)	(20.022)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		10.000	-	10.000
<b>Attività correnti</b>		<b>11.215</b>	<b>(20.022)</b>	<b>(8.806)</b>
<b>Attività destinate a essere cedute</b>		<b>(99.836)</b>	<b>20.022</b>	<b>(79.814)</b>
<b>PASSIVITÀ</b>				
Passività per imposte differite		768	-	768
Fondo oneri smantellamento		2.067	-	2.067
Passività finanziarie valutate al Fair Value	<b>f</b>	15.752	-	15.752
Passività finanziarie non correnti	<b>e</b>	20.022	-	20.022
Passività finanziarie non correnti Gruppo ERG vs Svezia	<b>e</b>	-	(20.022)	(20.022)
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	<b>c</b>	3.466	-	3.466
Altre passività non correnti		15	-	15
<b>Passività non correnti</b>		<b>42.089</b>	<b>(20.022)</b>	<b>22.067</b>
Debiti commerciali		982	-	982
Altre passività correnti		74	-	74
Passività per imposte correnti		16	-	16
<b>Passività correnti</b>		<b>1.072</b>	-	<b>1.072</b>
<b>Passività connesse ad attività destinate a essere cedute</b>		<b>(43.161)</b>	<b>20.022</b>	<b>(23.139)</b>

### Note

- a)** Il valore delle autorizzazioni e concessioni iscritto in sede di purchase price allocation al netto della svalutazione registrata in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5;
- b)** gli Immobili, impianti e macchinari sono composti dal parco eolico di Furuby operativo in Svezia per una capacità installata pari a circa 62 MW;
- c)** il valore dei diritti d'uso sui terreni e relativa passività finanziaria iscritti in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 16;
- d)** principalmente risconti passivi per 12,4 milioni di Euro pari alla componente di fair value positiva stimata in sede di calibrazione iniziale del modello di valutazione del VPPA sottoscritto per il parco di Furuby, dovuta alla necessità di allineare il fair value al momento della sottoscrizione a zero;
- e)** i rapporti infragruppo si riferiscono principalmente ai crediti finanziari di ERG Power Generation S.p.A. maturati verso la società ERG Sweden Holding AB oggetto di cessione che a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 non sono più oggetto di elisione;
- f)** la componente del fair value del VPPA di cui alla nota d) che include la movimentazione tra il momento della sottoscrizione e il 31 dicembre 2025.

## Flussi di cassa

Di seguito si riportano i Flussi di cassa generati dalle attività operative destinate a essere cedute:

(migliaia di Euro)	2025
<b>Disponibilita' liquide e mezzi equivalenti a inizio periodo</b>	0
Flussi finanziari derivanti dalle attivita' operative destinate a essere cedute	12.340
Flussi finanziari da attivita' di investimento destinate a essere cedute	-
Flussi finanziari da attivita' di finanziamento destinate a essere cedute	(2.339)
<b>Disponibilita' liquide e mezzi equivalenti a fine periodo</b>	<b>10.000</b>

## NOTA 45 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE

### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Nel prospetto del conto economico l'entità deve indicare un unico ammontare riferito all'attività operativa cessata oppure all'attività destinata alla vendita.

Tale ammontare sarà relativo all'intero periodo e non il risultato dal momento in cui il componente è diventato un'attività operativa cessata.

Un'entità deve presentare i dati del Conto Economico per i periodi precedenti presentati in Bilancio, così che l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di chiusura del più recente esercizio presentato.

Si riporta di seguito il conto economico per il 2025 e 2024 delle attività destinate a essere cedute in Svezia:

(migliaia di Euro)	Note	2025	2024
Ricavi	a	8.811	5.537
Altri proventi		-	2.867
Costi per acquisti		-	-
Costi per servizi e altri costi operativi	b	(3.750)	(2.838)
Costi del lavoro		-	-
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>5.061</b>	<b>5.566</b>
Ammortamenti Attività Immateriali		(1.024)	(1.052)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo		(2.444)	(2.421)
Ripristini (svalutazioni) di valore	c	(25.865)	(979)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>(24.272)</b>	<b>1.114</b>
Proventi finanziari		-	14
Oneri finanziari	d	(2.208)	(5.069)
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>		<b>(2.208)</b>	<b>(5.055)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto		-	-
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti		-	969
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>		<b>-</b>	<b>969</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>(26.480)</b>	<b>(2.971)</b>
Imposte sul reddito		(500)	749
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE</b>		<b>(26.981)</b>	<b>(2.223)</b>

### Note

- a)** I ricavi consistono nella cessione di energia elettrica a terzi prodotta dal parco eolico di Furuby da 62 MW. L'aumento rispetto al periodo precedente è dovuto alla piena operatività del parco raggiunta nel corso dell'esercizio 2024;
- b)** I costi per servizi e altri costi operativi si riferiscono a costi di manutenzione, spese commerciali, costi per utilities e convenzioni per enti locali;
- c)** La voce si riferisce alla svalutazione pari a circa 26 milioni di Euro determinata in considerazione della cessione finalizzata nel gennaio 2026 in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5 (si veda tabella seguente);
- d)** Gli oneri finanziari si riferiscono al rapporto intercompany di finanziamento e tesoreria accentrata tra la ERG Sweden Holding AB e la ERG Power Generation S.p.A., non più oggetto di elisione.

Si riporta di seguito il dettaglio della determinazione della svalutazione sopracitata.

(migliaia di Euro)	
a)	Prezzo di cessione asset ERG Sweden Holding AB
b)	Capitale investito netto asset oggetto di cessione
<b>c) = a) - b)</b>	<b>Differenza tra prezzo di cessione e Capitale investito netto dell'attività ceduta</b>
d)	Costi accessori di vendita
<b>e) = c) + d)</b>	<b>Totale svalutazione netta rilevata a seguito della cessione</b>

## IX. ALTRE NOTE

### NOTA 46 - BUSINESS COMBINATION

#### Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Le aggregazioni di attività aziendali sono contabilizzate utilizzando il cosiddetto "acquisition method". Il corrispettivo trasferito è valutato al fair value e comprende tutti i corrispettivi potenziali alla data di acquisizione.

Le successive variazioni del fair value dei corrispettivi potenziali sono contabilizzate a conto economico, in conformità ai principi applicabili.

L'avviamento, rilevato alla data di acquisizione del controllo, è pari alla differenza fra:

- il corrispettivo trasferito e l'eventuale l'importo di qualsiasi interessenza di minoranza nell'acquisita valutata in conformità alle regole previste dall'IFRS 3 (fair value del pro-quota delle attività nette riconducibili alle interessenze di minoranza);
- il valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate al fair value.

I costi correlati alle acquisizioni sono contabilizzati come spese nel periodo in cui tali costi sono sostenuti.

Nel caso di acquisizione di parchi (eolici o fotovoltaici) operativi, al fine di identificare se l'oggetto dell'acquisizione è un business in base alla definizione fornita da IFRS 3, è necessario determinare se sono stati acquistati dei processi sostanziali.

Nell'ambito di questa considerazione, nella view del management del Gruppo le attività di O&M rappresentano un processo critico per il funzionamento dei parchi, in quanto lo stesso non potrebbe produrre output o mantenere il livello di produzione senza una continua attività di O&M.

Nel caso di acquisizione di progetti (es. oggetti che ancora non generano outputs), il Gruppo ritiene che non siano soddisfatte le condizioni per poter considerare tali operazioni come business combinations. Di conseguenza, le acquisizioni di progetti saranno trattate contabilmente come assets acquisitions.

#### Business combination "Broken Cross"

In data **16 gennaio 2025** ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo 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 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 securizzazione 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.

Come da comunicato stampa del 28 dicembre 2024, il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 60 milioni di sterline, con un equity value pari a circa 2 milioni di Euro.

L'operazione si configura come acquisizione di business (business combination) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di Operation & Maintenance, i contratti di PPA e di Cfd, i contratti di land lease.

Tali contratti rappresentano processi critici per il funzionamento dei parchi. I contratti di O&M, in particolare, consentono l'accesso a una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2025.

#### Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 2 milioni di Euro (2 milioni di sterline) per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target, inclusivo di componenti differite del corrispettivo di acquisizione da regolarizzarsi entro 12 mesi. Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta per un totale di 62 milioni di Euro (50 milioni di sterline), inclusiva dello Shareholder loan. Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 0,4 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per due diligence, sostenuti principalmente nel periodo 2024. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nel rispettivo periodo.

#### Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via definitiva; i fair value delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	17.730	17.730
Immobili, impianti e macchinari	72.364	-	72.364
Attività per diritti di utilizzo	2.391	-	2.391
Strumenti valutati al Fair Value	1.599	-	1.599
Attività per imposte differite	-	5.201	5.201
<b>Attività non correnti</b>	<b>76.354</b>	<b>22.931</b>	<b>99.285</b>
Crediti commerciali	3.038	-	3.038
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	1.295	-	1.295
<b>Attività correnti</b>	<b>4.333</b>	<b>-</b>	<b>4.333</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>80.687</b>	<b>22.931</b>	<b>103.618</b>
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.587	(2.380)	(793)
<b>Patrimonio Netto Totale</b>	<b>1.587</b>	<b>(2.380)</b>	<b>(793)</b>
Passività per imposte differite	2.839	4.433	7.271
Fondo oneri smantellamento	768	-	768
Altri fondi non correnti	-	678	678
Strumenti valutati al Fair Value*	-	20.201	20.201
Passività finanziarie non correnti*	61.385	-	61.385
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	2.279	-	2.279
<b>Passività non correnti</b>	<b>67.271</b>	<b>25.311</b>	<b>92.582</b>
Debiti commerciali	10.127	-	10.127
Passività finanziarie correnti*	1.591	-	1.591
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	112	-	112
<b>Passività correnti</b>	<b>11.829</b>	<b>-</b>	<b>11.829</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>80.687</b>	<b>22.931</b>	<b>103.618</b>
<b>* Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(64.071)</b>	<b>(20.201)</b>	<b>(84.272)</b>

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1° gennaio 2025) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianto eolico iscritto al costo di acquisto compresi gli oneri accessori, i costi direttamente imputabili al bene e rettifiche dei corrispondenti fondi ammortamento e la capitalizzazione dei costi di smantellamento;
- **attività per diritti di utilizzo:** iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IFRS 16;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sui conti correnti;
- **fondo oneri smantellamento:** fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing e iscrizione degli interessi maturati;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **debiti commerciali:** debiti verso fornitori connessi principalmente alla costruzione dell'impianto eolico;
- **passività finanziarie correnti:** Shareholder loan verso ERG UK Holding Ltd.

Nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione** sono stati inclusi i seguenti *fair value* determinati a titolo provvisorio:

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni" tenendo in considerazione un orizzonte temporale di benefici economici futuri pari ad un periodo di 40 anni;
- **altre passività non correnti:** riferite all'iscrizione del *fair value* stimato alla data di rilevazione iniziale dei contratti di vendita dell'energia a lungo termine a prezzo fisso (PPA e CfD);
- **attività per imposte differite e passività per imposte differite:** riferite alla allocazione di cui sopra;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali determinate in sede di acquisizione.

#### Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

(migliaia di Euro)	
Corrispettivo dell'acquisizione (inclusivo delle componenti differite)	2.305
Fair value dei net asset acquisiti	(793)
<b>Avviamento</b>	<b>3.098</b>

### Contributo Broken Cross nel 2025

La data di primo consolidamento (1° gennaio 2025) corrisponde alla data di apertura del presente Bilancio Consolidato; pertanto, la società acquisita ha interamente contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo con ricavi pari a 11 milioni di Euro, un margine operativo lordo pari a 9 milioni di Euro e un utile netto di competenza del Gruppo pari a 4 milioni di Euro.

### NOTA 47 - POSTE NON RICORRENTI

Come richiesto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Si precisa che le suddette "Poste non ricorrenti" sono parte degli special items indicati in Relazione sulla gestione.

Sempre in applicazione della suddetta delibera CONSOB, nella **Nota 45 - Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

(migliaia di Euro)		2025		2024
Ricavi		-		-
Altri Proventi		(17)		(441)
Costi per acquisti		-		-
Variazione delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(4.089)	7)	(250)
Costi del lavoro		-		-
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	2)	(80.957)	8)	(14.371)
Proventi (oneri) finanziari netti	3)	2.251		-
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4)	4.089	9)	(1.384)
Imposte sul reddito	5)	17.750	10)	31.823
<b>Risultato netto poste non ricorrenti attività continue</b>		<b>(60.972)</b>		<b>15.377</b>
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate	6)	(26.981)	11)	(2.222)
<b>Risultato netto poste non ricorrenti</b>		<b>(87.952)</b>		<b>13.155</b>
Risultato di azionisti terzi		-		-
<b>Risultato netto poste non ricorrenti di Gruppo</b>		<b>(87.952)</b>		<b>13.155</b>

Nel 2025:

- 1) le voci comprendono gli oneri legati a operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine, gli impatti dell'incasso di poste positive di esercizi precedenti e lo storno degli accantonamenti relativi al fondo Business Dismissi;
- 2) la voce comprende le svalutazioni dei parchi fotovoltaici in Spagna a seguito della procedura di impairment test e di alcuni asset oggetto di Repowering o Revamping in Italia, Germania e Francia;
- 3) proventi netti correlati alla chiusura anticipata dei Project Financing della neoacquisita società inglese e della società francese C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès, inclusi gli incassi dei fair value positivi dei relativi strumenti derivati di copertura, nell'ambito delle attività di Liability Management;
- 4) la voce comprende un aggiustamento prezzo positivo maturato nell'esercizio 2025 relativo alla cessione del business termoelettrico;
- 5) la voce comprende l'impatto fiscale delle poste sopra commentate;
- 6) la voce si riferisce al risultato economico del business Svezia che comprende la svalutazione pari a circa 26 milioni di Euro determinata in considerazione della cessione finalizzata nel gennaio 2026 in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5.

Nel 2024:

- 7) oneri accessori legati alle operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e storno accantonamenti sul Fondo Business Dismissi;
- 8) principalmente oneri correlati ad alcuni progetti di Repowering e Revamping in Italia già oggetto di svalutazione nel periodo precedente;
- 9) gli oneri da partecipazioni si riferiscono principalmente a un conguaglio prezzo sulle cessioni di partecipazioni correlate a business dismessi e a svalutazioni di partecipazioni non consolidate integralmente;
- 10) la voce comprende il beneficio derivante dall'affrancamento dei plusvalori afferenti alle Business Combination Siena e Donatello avvenute nel 2022 e oggetto di fusioni per incorporazione nel 2024, oltre che l'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 11) la voce si riferisce al risultato economico 2024 del business Svezia, riclassificato alla voce Attività operative destinate a essere cedute.

## NOTA 48 - PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da ERG Power Generation con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari;
- la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari nei confronti della controllante ERG S.p.A.

	Altri proventi	Costi per servizi ed altri costi	Proventi finanziari
ERG S.p.A.	81	39.119	906
Amministratori e sindaci	-	733	-
<b>TOTALE</b>	<b>81</b>	<b>39.852</b>	<b>906</b>

	Crediti commerciali	Attività finanziarie correnti	Debiti commerciali	Altre passività correnti
ERG S.p.A.	26	120.011	46.730	9.832
Amministratori e sindaci			159	
<b>TOTALE</b>	<b>26</b>	<b>120.011</b>	<b>46.889</b>	<b>9.832</b>

## NOTA 49 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

Di seguito si riportano le operazioni, intervenute nel periodo, riguardanti le partecipazioni:

- in data 29 gennaio 2025 la società di diritto inglese Baywa R.E. UK (Jubilee) Limited, oggetto di recente acquisizione, ha modificato la propria denominazione sociale in Broken Cross Wind Farm Holding Ltd;
- in data 19 maggio 2025 è stata costituita la società di diritto francese PARC AGRIVOLTAÏQUE DES BELUETS SAS, con sede in Parigi, 16 boulevard Montmartre, capitale sociale di euro 7.500, interamente sottoscritto da ERG France Holding SAS;
- in data 31 luglio 2025 è stata costituita la società di diritto francese CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE DU PLA D'ALZAU SAS, con sede in Parigi, 16 boulevard Montmartre, RCS Parigi numero 989 748 587, capitale sociale di euro 7.500, interamente sottoscritto da ERG France Holding SAS;
- in data 2 e 22 settembre 2025 sono state perfezionate le fusioni per incorporazione delle società di diritto tedesco rispettivamente UGE Barkow Zwei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie e UGE Barkow Drei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie, in UGE Barkow GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie ("Società Incorporante"). La Società Incorporante, ad esito della fusione, ha aumentato il proprio capitale sociale da 1.000 euro a 3.000 euro. Gli effetti contabili e fiscali della fusione decorrono dal 1° gennaio 2025;
- in data 7 novembre 2025 è stato iscritto, presso il competente Registro delle Imprese, l'accordo di recesso di ERG Wind Neunte GmbH, in qualità di General Partner di voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG (la "Società"), dal relativo partnership agreement con ERG Windpark Beteiligungs GmbH (il "Limited Partner"). Conseguentemente, a decorrere dal 31 ottobre 2025, la Società si è estinta e il Limited Partner è subentrato a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi della Società;
- in data 9 febbraio 2026 è stato iscritto, presso il competente Registro delle Imprese di Madrid, l'atto di fusione transfrontaliera per incorporazione di ERG Hamburg Holding GmbH in ERG Spain Holdco S.L.U., stipulato in data 23 dicembre 2025 e depositato in data 24 dicembre 2025. Gli effetti reali delle fusioni decorrono dal 24 dicembre 2025, mentre quelli contabili e fiscali dal 1° gennaio 2025. Conseguentemente, a partire dal 24 dicembre 2025, ERG Hamburg Holding GmbH si è estinta, i suoi organi societari sono decaduti, così come sono cessate tutte le procure rilasciate in nome della stessa ed ERG Spain Holdco S.L.U. è subentrata a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi di ERG Hamburg Holding GmbH.

Le tabelle seguenti riportano gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al *fair value*, comprensive delle operazioni sopra dettagliate.

Elenco delle società controllate consolidate **con il metodo integrale**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	RON	95.679	313.524
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	78.191
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	120	62.844
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	10.418
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	114.234
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	43.008
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	3.500	28.057
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	216
<b>ERG France Holding S.a.s.</b> <sup>(2)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	209.551	243.186
<b>ERG UK Holding Ltd</b> <sup>(2)</sup>	Edimbugo (UK)	100%	100%	GBP	0	34.500
<b>ERG Wind Bulgaria S.r.l.</b> <sup>(2)</sup>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	21.077
<b>ERG Wind Investments S.r.l.</b> <sup>(2)</sup>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	97.046	475.204
<b>ERG Windpark Beteiligungs GmbH</b> <sup>(2)</sup>	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	(13.842)
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	118
<b>EW Ornetta 2 sp. z o.o.</b> <sup>(2)</sup>	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	164.688	215.731
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	119	16.793
<b>ERG Solar Holding S.r.l.</b> <sup>(2)</sup>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	122.351
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100	150
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	79%	Euro	50	64.385
<b>ERG Poland Holding Sp. z o.o.</b> <sup>(2)</sup>	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	10	26.759
<b>ERG Sweden Holding AB</b> <sup>(2)</sup>	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	64.321
<b>ERG Spain Holco S.L.U.</b> <sup>(2)</sup>	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	4	79.752
Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	45.436
Breva Wind S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	7.100	449.420
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	177
<b>ERG USA Holding, Inc.</b> <sup>(2)</sup>	Wilmington, DE (USA)	100%	100%	USD	0	275.392

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati, se non diversamente indicato.

(2) le società si avvalgono della facoltà di non redigere il bilancio consolidato ai sensi della normativa locale vigente.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>
<b>ERG France Holding S.a.s.</b>						
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	1.245
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.292
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.213
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.060	2.559
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	861	2.281
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	2.422
<b>ERG Energies Renouvelables S.a.S.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	500	2.766
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	2.872
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	350
Parcs Eoliens des Terres Blanches S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	876	4.140
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.410	4.867
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	16.799
<b>WP France 10 S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	(1.087)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	3.670
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	(10.951)
Les Moulins de Fruges SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	42.100	24.709
<b>Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	5.639	3.877
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	974
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	535
Holding Quesnoy 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.810	1.061
<b>Holding Chery S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.410	435
<b>Omniwatt S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.201	(7.681)
<b>Ferme Eolienne de Moquepanier S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.519	(4.659)
Ferme Eolienne de Clamecy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	2.483
Crampon Puchot Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.091	252
<b>Solaires Sisteron S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	334	(1.714)



Solaire Sénézeergues S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.312)
Solaire Arpajon-sur-Cere S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	451	(1.685)
Arsac 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.600)
Arsac 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.407)
Solaire Greoux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(2.222)
Solaire Salaunes S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(2.069)
<b>C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.</b>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	12.803	12.749

**ERG Energies Renouvelables S.a.S.**

ERG Developpement France S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(7.748)
Caen Renewables Energy S.a.s. (en liquidation)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	-
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(112)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(134)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(878)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(1.681)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(519)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(523)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(154)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(63)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(69)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(96)

**ERG Solar Holding S.r.l.**

Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	45.214
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	22.662

**ERG UK Holding Ltd**

Craiggoire Energy Limited	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(2.939)
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	50	(4)
Evishagaran Windfarm LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(4.298)
Sandy Knowe Wind Farm LTD	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(2.319)
Corlacky Energy LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(125)
Broken Cross Wind Farm Holding Ltd	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	13.641

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>
<b>Broken Cross Wind Farm Holding Ltd</b>						
Broken Cross Wind Farm Limited	Edimburg (UK)	100%	100%	Euro	0	(333)
<b>ERG Wind Bulgaria S.r.l.</b>						
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.379	11.983
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.179	8.440
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	10.959
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.051	11.214
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	12.045
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	11.389
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	1.520	4.767
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.034	9.865
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.057	9.838
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.955	12.058
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.059	10.190
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	9.554
Wind Park Kavarna East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	505	7.406
Wind Park Kavarna West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	175	7.655
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.157	6.025
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>						
Cepe de Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	365	2.127
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	444	3.375
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	251	1.316
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	856
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.932
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	80	1.408
<b>ERG Wind French Holdings S.a.s.</b>						
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.715
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.174
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.037	1.287
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.164	2.702
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.227



Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.126
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	692
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	505	(91)
Parc Eolien de Oyré Saint Sauveur S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	26
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(4.599)
<b>ERG Wind Investments S.r.l.</b>						
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	212	172.187
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 Limited</b>	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(4.305)
<b>ERG Wind MEI 2-14-2 Limited</b>	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(625)
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>						
ERG Wind Energy S.r.l. <sup>(3)</sup>	Genova (Italia)	66%	100%	Euro	1.525	386.505
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	77.649
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	46.266
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>						
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	35.965
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	19.869
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 Limited</b>						
ERG Wind MEG 1 LLP <sup>(2)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	13.414
ERG Wind MEG 2 LLP <sup>(2)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	9.637
ERG Wind MEG 3 LLP <sup>(2)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	9.801
ERG Wind MEG 4 LLP <sup>(2)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	7.981
(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.						
(2) il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2.						
(3) Il restante 34% circa è detenuto per il 24,2880% da ERG Wind Sardegna S.r.l., per il 9,1948% da ERG Wind 6 S.r.l., per lo 0,7217% da ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. e per lo 0,2118% da ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.						
	<b>Sede legale</b>	<b>Quota di partecipazione diretta</b>	<b>Quota di partecipazione di Gruppo</b>	<b>Valuta ('000)</b>	<b>Capitale Sociale<sup>(1)</sup></b>	<b>Patrimonio Netto<sup>(1)</sup></b>
<b>ERG Windpark Beteiligungs GmbH</b>						
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.053)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	0	5.352
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	8.308
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(5.210)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG RENDITEFONDS	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	7.500	12.180
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	14	17.787
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	2	1.586
ERG Development Germany GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	3	(626)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	3	(1.660)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	210	571
ERG Wind Ebersgrun GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(6.042)
ERG Wind Hollige GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(8.002)
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(5.520)
ERG Wind Erbes Büdesheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(11.201)
ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(565)
ERG Windpark Reinsdorf GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(30)
<b>ERG Windpark Heyen GmbH &amp; Co. KG</b>	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(115)
ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(117)
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(17)
ERG Wind Brunsbüttel GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Wind Beckedorf GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
<b>ERG Wind Erbes Büdesheim GmbH &amp; Co. KG</b>						
Infrastrukturgesellschaft Erbes-Büdesheim GmbH & Co. KG <sup>(2)</sup>	Amburgo (Ger.)	43%	78%	Euro	3	(2)
<b>EW Ornetta 2 sp z o.o.</b>						
ERG Wind Stupia sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	7.100	100.842
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	42	67.082
<b>Les Moulins de Fruges SAS</b>						
PARCS EOLIENS DE FRUGES SARL	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.891	7.571
<b>Holding Chéry S.A.S.</b>						
Ferme Eolienne De Chery S.a.a.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	639
<b>Holding Quesnoy 2 S.a.s.</b>						
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	780



<b>ERG Poland Holding</b>						
EW Piotrków Kujawski sp z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	(10.360)
Laszki Wind sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	3.509

<b>ERG Sweden Holding AB</b>						
Furukraft AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	44.489

<b>Omniwatt S.a.s.</b>						
<b>Omnigreen S.a.s.</b>						
Parigi (Francia)		100%	100%	Euro	4.759	8.302
Les Eoliennes De Saint Fraigne S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	3.700	4.543
Neully Saint Front Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(963)
Monnes Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.161)
Saint Congard Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2	(1.588)

<b>Omnigreen S.a.s.</b>						
Sainte Helene Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(4.991)
ERG Solar Colombelles S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.398)
Reuilly et Diou Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	601	2.130

<b>Crampon Puchot Energies S.a.s.</b>						
Wkn Pikardie Verte II S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(5.573)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) La quota rimanente è detenuta per il 34,52% dalla società controllata ERG Wind Nack GmbH &amp; Co. KG e per il 22,36% da una società terza.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>
<b>C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.</b>						
C.E.P.E DU SOULEILLA S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(5.080)
Chaume-Solar S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	60	(3.006)
C.P.E.S MAS D'EN RAMIS S.a.s.	Parigi (Francia)	60%	60%	Euro	2.375	1.879
C.P.E.S LA BREDE S.a.s.	Parigi (Francia)	57%	57%	Euro	1.053	720

<b>ERG Spain Holco S.L.U.</b>						
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	25.296
ERG Solar Tabernas S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	12.308
ERG Solar Fregenal de la Sierra S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.000	2.348
ERG Solar Montiel S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	277
ERG Solar El Abuelito S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	278
ERG Solar Buenaventura S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	474
Garnacha Solar S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	31	52.820

<b>ERG USA Holding, Inc.</b>						
Project Pinnacle I, LLC	Wilmington, DE (USA)	75%	75%	USD	0	121.907

<b>Project Pinnacle I, LLC<sup>(2)</sup></b>						
Apex Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Development, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	5.474	29.492
Mulligan Solar Blocker, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings II, LLC <sup>(3)</sup>	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	4.592	31.030
Mulligan Solar, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	102.989	65.886
Great Pathfinder Wind Equity Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 3, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 2, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 1, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	20.263	121.729
Great Pathfinder Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Wind, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	376.613	358.170

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) la società Project Pinnacle I, LLC è stata costituita nel corso del 2024 e detiene, attraverso le diverse partecipazioni a cascata elencate, il 100% delle società operative Mulligan Solar, LLC e Great Pathfinder Wind, LLC.

(3) la società Mulligan Solar Holdings II, LLC è detenuta per il 99% da Mulligan Solar Development, LLC e per l'1% da Mulligan Solar Blocker, LLC, a sua volta partecipata al 100% da Mulligan Solar Development, LLC.

**Elenco delle società rilevate secondo il metodo del patrimonio netto:**

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>	Valore di bilancio 31.12.2025
<b>Garnacha Solar S.L.U.</b>							
Toro Renovables 400 KV S.L.U. <sup>(2)</sup>	Madrid (Spagna)	23,69%	23,69%	Euro	3	1.647	390
<b>Società collegate</b>							390

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) la Società è partecipata da altri 10 soci, titolari di altri progetti fotovoltaici, con quote di partecipazione dal 5,0% all'8,3%.

Si segnala che la società riportata nella presente sezione non è consolidata integralmente in quanto il Gruppo detiene esclusivamente una partecipazione di minoranza e non esercita il controllo ai sensi dell'IFRS 10. L'analisi condotta ai sensi del principio non ha evidenziato la presenza né del controllo di diritto, né del controllo di fatto, né di diritti sostanziali tali da attribuire al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti.

**Elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo:**

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale <sup>(1)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1)</sup>	Valore di bilancio 31.12.2024
<b>ERG S.p.A.</b>							
ERG Petroleos S.A. <sup>(2)</sup>	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.050	(7.805)	-
<b>Società controllate</b>							-
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>							
ERG Germany Verwaltungs GmbH <sup>(3)</sup>	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione <sup>(2)</sup>	Palermo (Italia)	99%	99%	Euro	20	250	25
<b>Società controllate</b>							50
<b>ERG France Holding SAS</b>							
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacrée Sud S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	10	(72)	10
Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien De La Plaine Du Burel S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Vent Communaux S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée de la Doulaye SAS <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien des Six Chemins S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée Brousse S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Central Photovoltaïque des Grandes Bruyères S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Solaires ERG 1 S.a.s. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Agrivoltaïque des Beluets SAS <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Central Photovoltaïque du Pla d'Alzau SAS <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
<b>Società controllate</b>							146
<b>ERG Windpark Beteiligungs GmbH</b>							
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG <sup>(3)</sup>	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
<b>Società controllate</b>							5
<b>Voltwerk Windpark Wörzburg GmbH &amp; Co. KG</b>							
Netzbetrieb Windpark Wörzburg GbR <sup>(3)</sup>	Amburgo (Ger.)	32%	32%	Euro	2	0	-
<b>Società controllate</b>							-
<b>ERG Solar Holding S.r.l.</b>							
Fattoria Solare Futurasun S.r.l. <sup>(3)</sup>	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	104	90
<b>Società controllate</b>							90

**ERG UK Holding Ltd**

High Cairn Wind Farm Limited <sup>(1)</sup>	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Creggan Wind Farm Limited <sup>(2)</sup>	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Longburn Wind Farm Limited <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-

**Società controllate**

-

**ERG Spain Holco S.L.U.**

REN BETA I, S.L.U. <sup>(3)</sup>	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	44	-
-----------------------------------	-----------------	------	------	------	---	----	---

**Società controllate**

-

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) società in liquidazione.

(3) società valutate al costo in quanto non operative

## NOTA 50 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2025

Dal 1° gennaio 2025 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio Consolidato.

- Modifiche allo IAS 21: Impossibilità di cambio.

## NOTA 51 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 31 DICEMBRE 2025

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili, se omologati dall'Unione Europea, per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2026 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
1° gennaio 2026	Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments"	30 maggio 2024	Sì
	Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"	18 dicembre 2024	Sì
	Volume 11 del Progetto "Annual improvements to IFRS Accounting Standards" sul miglioramento della chiarezza e coerenza interna dei principi contabili adottati	18 luglio 2024	Sì
1° gennaio 2027	IFRS 18 "Presentation and Disclosure in Financial Statements"	9 aprile 2024	Sì
	IFRS 19 "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"	9 maggio 2024	No

La valutazione degli eventuali impatti dei sopraccitati Principi è in corso.

## NOTA 52 - ALTRE INFORMAZIONI

Durante l'esercizio non sono avvenute operazioni atipiche e/o inusuali. Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in Bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza. Non sono state date anticipazioni e non vi sono crediti verso amministratori e sindaci dell'impresa controllante per lo svolgimento di tali funzioni anche in altre imprese incluse nel consolidamento.

### Adempimenti informativi relativi alla legge 124/2017 del 4 agosto 2017

L'art. 1, commi 125-129, della Legge 4 agosto 2017 n. 124 ha introdotto l'obbligo in capo alle imprese che ricevono contributi economici da parte delle pubbliche amministrazioni di pubblicare gli importi ricevuti nella nota integrativa del Bilancio di esercizio e nell'eventuale Bilancio consolidato. A fronte delle difficoltà interpretative riscontrate nell'applicazione di tali disposizioni (Assonime – circolare n. 5 del 22 febbraio 2019) il legislatore è intervenuto modificando a più riprese il dettato normativo. In particolare, l'ultima riformulazione delle previsioni normative della Legge 124/17 è stata operata dal D.L. 30 aprile 2019, n. 34, recante misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi, convertito con la Legge 28 giugno 2019, n. 58, che ha fornito risposte a importanti questioni al fine di semplificare e razionalizzare la disciplina in oggetto. Di conseguenza, il Gruppo ERG ha deciso di indicare nei bilanci di esercizio delle società facenti parte del Gruppo medesimo anche i contributi economici ricevuti dalle pubbliche amministrazioni fruibili da tutte le imprese e che rientrano nella struttura generale del sistema di riferimento definito dallo Stato (quali, conto energia, titoli di efficienza energetica, etc.) salvo quelli appartenenti alle seguenti categorie:

- le agevolazioni fiscali;
- i contributi per la formazione ricevuti da fondi interprofessionali (ad esempio, Fondimpresa), in quanto fondi aventi forma associativa e natura giuridica di enti di diritto privato, che sono finanziati con i contributi versati dalle stesse imprese.

(milioni di Euro)	Ricavi 2025	di cui tariffa incentivante	di cui garanzie di origine	di cui FER
Eolico Italia	57	50	6	1
Solare Italia	95	94	1	-
<b>Totale</b>	<b>152</b>	<b>144</b>	<b>7</b>	<b>1</b>

(milioni di Euro)	Incassi 2025	di cui tariffa incentivante	di cui garanzie di origine	di cui FER
Eolico Italia	50	39	10	1
Solare Italia	69	68	1	-
<b>Totale</b>	<b>119</b>	<b>107</b>	<b>11</b>	<b>1</b>

Gli importi di riferimento indicati nelle tabelle di cui sopra sono riportati anche nei Bilanci delle società del Gruppo interessate. Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater della Legge n.12 dell'11 febbraio 2019, per le erogazioni eventualmente ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234. Si segnala infine che con riferimento all'esercizio 2025 la Società ERG Power Generation S.p.A. ha usufruito dell'esonero contributivo previsto dall'articolo 5 della legge n. 162/2021 (datori di lavoro privati che siano in possesso della certificazione di parità di genere) per un ammontare pari a 23 migliaia di Euro, ha inoltre usufruito di ulteriore esonero contributivo in base al Decreto-Legge n. 60/2024 (Decreto Coesione cd bonus giovani), per un ammontare pari a 26 migliaia di Euro.

## NOTA 53 - CORRISPETTIVI DI REVISIONE

In base all'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti, si riportano gli oneri di competenza 2024 relativi alle prestazioni effettuate dalla società di revisione KPMG S.p.A., revisore principale del Gruppo ERG, e dalle società appartenenti al network ad essa correlato.

La predisposizione del prospetto è in linea con la "Procedura per il conferimento degli incarichi di revisione nelle società del Gruppo ERG e il monitoraggio sui servizi aggiuntivi".

I servizi di revisione comprendono la revisione completa dei bilanci annuali di esercizio e Consolidato e la revisione del reporting package della società ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato della controllante.

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2025
<b>(Euro milioni)</b>			
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	società capogruppo	188
	Revisore della capogruppo	società controllate	538
	Rete del revisore della capogruppo	società controllate	405
<b>Totale Servizi di Revisione</b>			<b>1.131</b>
Servizi Diversi dalla Revisione	Revisore della capogruppo	società capogruppo	18
	Revisore della capogruppo	società controllate	36
<b>Totale Servizi Diversi dalla Revisione</b>			<b>54</b>
<b>Totale</b>			<b>1.185</b>

Sono inoltre stati corrisposti compensi per servizi di revisione legale dei conti da parte di revisori diversi dalla rete del revisore della capogruppo per 151 migliaia di Euro.

## NOTA 54 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

### Re-focus geografico per il Gruppo ERG

In data 20 gennaio 2026, in conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, ERG annuncia il *signing* e contestuale *closing* di due importanti operazioni in Svezia e nel Regno Unito.

La prima parte della rifocalizzazione geografica riguarda la cessione degli asset in Svezia, come già rappresentato nel documento in applicazione del principio IFRS 5 per cui si rimanda alla sezione **VII. Attività operative destinate a essere cedute**.

In parallelo, senza impatti sul Bilancio Consolidato Integrato 2025, ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, controllata da OnPath Energy, storico sviluppatore di impianti rinnovabili attivo nel Regno Unito, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

I parchi acquisiti, tutti supportati da Renewable Obligation Certificates (ROC) con una durata media residua di nove anni, sono entrati in esercizio tra il 2011 e il 2017 e contribuiranno ai risultati di Gruppo già a partire dal 2026. Nel 2024 il portafoglio ha registrato una produzione di 174 GWh ed un Ebitda di circa 18 milioni di sterline (pari a circa 21 milioni di euro). Gli impianti si trovano in diverse contee del Nord dell'Inghilterra ed hanno una produzione annua stimata in circa 173,3 GWh, con una producibilità di 2.387 ore equivalenti, corrispondenti a 65 kt di emissioni di CO<sub>2</sub> evitate ogni anno, pari al fabbisogno energetico di circa 40.000 famiglie. L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 97 milioni di sterline. Gli effetti dell'acquisizione saranno contabilizzati nell'esercizio 2026.

### Decreto-legge 21 del 20 febbraio 2026 (c.d. DI energia/bollette)

In data 20 febbraio 2026 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto-legge n. 21 "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico". Il Decreto-legge, presentandosi come un intervento volto a sostenere famiglie e imprese nella riduzione dei costi energetici, introduce misure che avranno effetti significativi sul comparto energetico e sugli operatori del settore.

In particolare, il decreto prevede un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025, per i periodi di imposta 2026 e 2027, l'aliquota è incrementata di due punti percentuali, includendo le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Sulla base delle analisi svolte, l'impatto sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2025 che la Società avrebbe dovuto contabilizzare se il provvedimento fosse stato già noto entro la Reporting date è stato quantificato ed è di importo modesto. Non si segnalano altri fatti di rilievo che possano avere un impatto sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2025.



## **NOTA 55 - DATA PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO**

In data 10 marzo 2026 il Consiglio di Amministrazione di ERG Power Generation S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione del Bilancio unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 10 marzo 2026

per il Consiglio di Amministrazione  
L'Amministratore Delegato

Renato Sturani



# RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



KPMG S.p.A.  
Revisione e organizzazione contabile  
Piazza Raffaele De Ferrari n.4 int. 1  
16121 GENOVA GE  
Telefono +39 010 564992  
Email [it-fmauditaly@kpmg.it](mailto:it-fmauditaly@kpmg.it)  
PEC [kpmgspa@pec.kpmg.it](mailto:kpmgspa@pec.kpmg.it)

## Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'Azionista Unico della  
ERG Power Generation S.p.A.

### Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

#### Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo ERG Power Generation (nel seguito anche il "Gruppo"), costituito dai prospetti della situazione patrimoniale e finanziaria al 31 dicembre 2025, di conto economico, di conto economico complessivo, dei flussi finanziari e delle variazioni del patrimonio netto per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note illustrative al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo ERG Power Generation al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e adottati dall'Unione Europea.

#### Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nel paragrafo "Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla ERG Power Generation S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

#### Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della ERG Power Generation S.p.A. per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

KPMG S.p.A.  
è una società per azioni  
di diritto italiano  
e fa parte del network KPMG  
di entità indipendenti affiliate a  
KPMG International Limited,  
società di diritto inglese.



Ancona Bari Bergamo  
Bologna Bolzano Brescia  
Catania Como Firenze Genova  
Lecce Milano Napoli Novara  
Padova Palermo Parma Perugia  
Pescara Roma Torino Treviso  
Trieste Varese Verona

Società per azioni  
Capitale sociale  
Euro 10.415.500,00 i.v.  
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi  
e Codice Fiscale N. 00709600159  
R.E.A. Milano N. 512867  
Partita IVA 00709600159  
VAT number IT00709600159  
Sede legale: Via Giovanni Battista Pirelli, 38  
20124 Milano MI ITALIA



**Gruppo ERG Power Generation**  
Relazione della società di revisione  
31 dicembre 2025

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo ERG Power Generation S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

#### **Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato**

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;



**Gruppo ERG Power Generation**  
Relazione della società di revisione  
31 dicembre 2025

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di *governance*, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

## Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

### **Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del D.Lgs. 39/10**

Gli Amministratori della ERG Power Generation S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del Gruppo ERG Power Generation al 31 dicembre 2025, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del Gruppo ERG Power Generation al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Genova, 25 marzo 2026

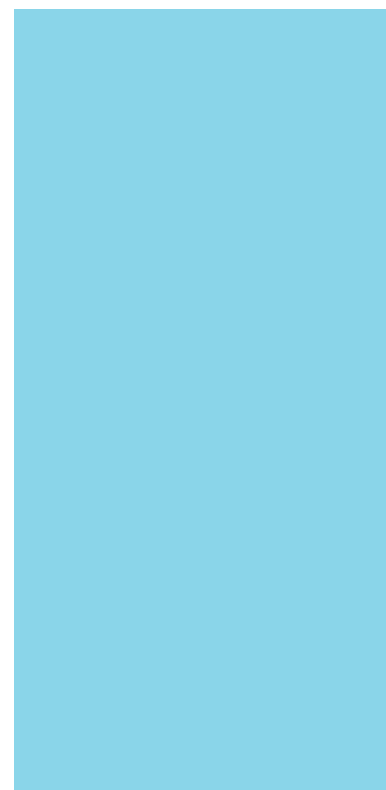
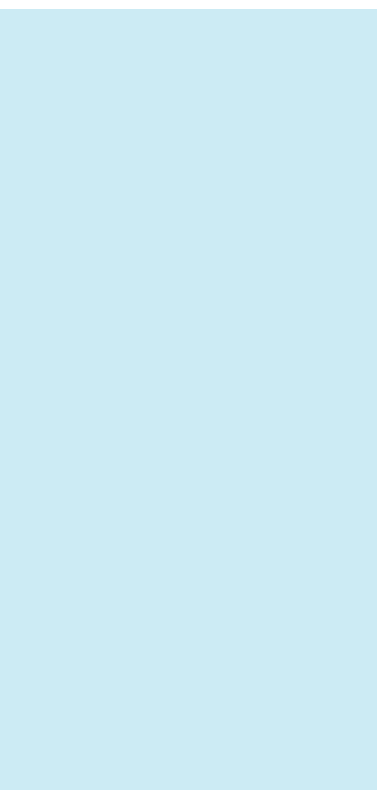
KPMG S.p.A.



Andrea Carlucci  
Socio



# Bilancio Separato



# STATO PATRIMONIALE

## ATTIVO

(Euro)	31/12/2025	31/12/2024
<b>A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI</b>	-	-
<b>B) IMMOBILIZZAZIONI</b>		
<b>I - Immobilizzazioni immateriali</b>		
1) costi di impianto e di ampliamento	-	-
2) costi di sviluppo	-	-
3) diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	4.585.196	4.231.238
4) concessioni, licenze, marchi e diritti simili	5.167	5.666
5) avviamento	375.362	750.724
6) immobilizzazioni in corso e acconti	967.415	1.860.439
7) altre	960	1.200
<b>Totale</b>	<b>5.934.100</b>	<b>6.849.267</b>
<b>II - Immobilizzazioni materiali</b>		
1) terreni e fabbricati	157.204	183.586
2) impianti e macchinario	113.511	123.906
3) attrezzature industriali e commerciali	1.677.574	1.619.659
4) altri beni	641.790	270.484
5) immobilizzazioni in corso e acconti	169.342	118.600
<b>Totale</b>	<b>2.759.420</b>	<b>2.316.235</b>
<b>III - Immobilizzazioni finanziarie</b>		
1) partecipazioni in:		
a) verso imprese controllate	2.249.949.963	2.180.293.764
b) verso imprese collegate	-	-
c) verso imprese controllanti	-	-
d) verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
d-bis) altre imprese	8.247	6.316
	<b>2.249.958.210</b>	<b>2.180.300.080</b>
2) crediti:		
a) imprese controllate	498.227.418	1.533.625.020
b) imprese collegate	-	-
c) imprese controllanti	-	-
d) imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
d-bis) verso altri	2.605.734	1.020.203
	<b>500.833.152</b>	<b>1.534.645.223</b>
3) altri titoli	-	-
4) strumenti finanziari derivati attivi	-	-
<b>Totale</b>	<b>2.750.791.362</b>	<b>3.714.945.303</b>
<b>TOTALE IMMOBILIZZAZIONI (B)</b>	<b>2.759.484.882</b>	<b>3.724.110.805</b>

(Euro)		31/12/2025		31/12/2024
<b>C) ATTIVO CIRCOLANTE</b>				
<b>I - Rimanenze</b>				
1) materie prime, sussidiarie e di consumo		16.584.344		15.156.337
2) prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		-		-
3) lavori in corso su ordinazione		4.815.135		5.757.996
4) prodotti finiti e merci		-		-
5) acconti		-		-
<b>Totale</b>		<b>21.399.479</b>		<b>20.914.333</b>
	di cui oltre		di cui oltre	
	12 mesi:		12 mesi:	
<b>II - Crediti</b>				
1) verso clienti	-	32.648.107	-	45.477.049
2) verso imprese controllate	-	1.063.682.278	-	12.181.062
3) verso imprese collegate	-	-	-	-
4) verso controllanti	-	25.620	-	6.971.165
4-quater) attività per imposta sostitutiva da riallineamento	-	-	-	-
5) verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-	-	-
5-bis) crediti tributari	-	19.239.950	-	13.058.941
5-ter) imposte anticipate	4.024.856	4.122.904	3.971.392	4.314.856
5-quater) verso altri	26.191.452	30.061.542	25.274.859	68.883.714
<b>Totale</b>		<b>1.149.780.401</b>		<b>150.886.787</b>
<b>III - Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni</b>				
1) partecipazioni in imprese controllate		50.084.714		-
2) partecipazioni in imprese collegate		-		-
3) partecipazioni in imprese controllanti		-		-
3-bis) partecipazioni in imprese sottoposte al controllo delle controllanti		-		-
4) altre partecipazioni		-		-
5) strumenti finanziari derivati attivi		19.258.642		34.187.121
6) altri titoli		-		-
7) attività finanziarie per la gestione accentrata della tesoreria verso controllante		120.010.523		95.372.866
8) attività finanziarie per la gestione accentrata della tesoreria verso controllate		775.799		2.769.653
<b>Totale</b>		<b>190.129.678</b>		<b>132.329.640</b>
<b>IV - Disponibilità liquide</b>				
1) depositi bancari e postali		10.881.564		12.337.948
2) assegni		-		-
3) denaro e valori in cassa		-		-
<b>Totale</b>		<b>10.881.564</b>		<b>12.337.948</b>
<b>TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE (C)</b>		<b>1.372.191.122</b>		<b>316.468.708</b>
<b>D) RATEI E RISCONTI</b>		<b>5.232.984</b>		<b>6.756.155</b>
<b>TOTALE ATTIVO</b>		<b>4.136.908.988</b>		<b>4.047.335.668</b>

## PASSIVO

(Euro)	31/12/2025	31/12/2024
<b>A) PATRIMONIO NETTO</b>		
I) Capitale	100.000.000	100.000.000
II) Riserva da sovrapprezzo delle azioni	7.000.000	7.000.000
III) Riserve di rivalutazione	2.221.445	2.221.445
IV) Riserva legale	20.000.000	20.000.000
V) Riserve statutarie	-	-
VI) Altre riserve, distintamente indicate	-	-
Riserve per versamenti effettuati dai soci	1.858.732.646	1.858.732.646
Riserva contributi in conto capitale	-	-
Riserva straordinaria	5.829.878	5.829.878
Riserva leggi ulteriori detrazioni d'IVA	642	642
Riserva legge n. 308/82	363	363
Contributi in conto capitale	861	861
Avanzo di Fusione	5.855.286	5.855.286
Avanzo di Fusione 2017	606.980.447	606.980.447
VII) Riserva per operazioni di copertura dei flussi finanziari attesi	488.281	6.133.227
VIII) Utili (perdite) portati a nuovo	905.956.148	866.097.176
IX) Utile (perdita) dell'esercizio	42.916.241	109.858.972
X) Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio	-	-
<b>Totale</b>	<b>3.555.982.238</b>	<b>3.588.710.943</b>
<b>B) FONDI PER RISCHI E ONERI</b>		
1) per trattamento di quiescenza e obblighi simili	-	-
2) per imposte, anche differite	292.751	2.825.519
3) strumenti finanziari derivati passivi	7.546.772	10.751.370
4) altri	5.277.717	3.915.766
<b>Totale</b>	<b>13.117.240</b>	<b>17.492.655</b>
<b>C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO</b>	<b>1.525.790</b>	<b>1.580.390</b>
<b>D) DEBITI</b>		
	di cui oltre 12 mesi:	di cui oltre 12 mesi:
1) obbligazioni	-	-
2) obbligazioni convertibili	-	-
3) debiti verso soci per finanziamenti	-	-
4) debiti verso banche	-	-
5) debiti verso altri finanziatori	-	-
6) acconti	-	-
7) debiti verso fornitori	19.237.078	32.340.464
8) debiti rappresentati da titoli di credito	-	-
9) debiti verso imprese controllate	473.393.587	381.961.296
10) debiti verso imprese collegate	-	-
11) debiti verso controllanti	56.562.740	24.976
11-bis) debiti verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
12) debiti tributari	537.649	861.007
13) debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.494.503	1.279.162
14) altri debiti	1.816.852	9.125.003
<b>Totale</b>	<b>553.042.410</b>	<b>425.591.908</b>
<b>E) RATEI E RISCONTI</b>	<b>13.241.311</b>	<b>13.959.770</b>
<b>TOTALE PASSIVO</b>	<b>4.136.908.988</b>	<b>4.047.335.668</b>

## CONTO ECONOMICO

(Euro)	2025	2024
<b>A) VALORE DELLA PRODUZIONE</b>		
1) ricavi delle vendite e delle prestazioni	576.160.755	640.498.689
2) variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	-	-
3) variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(942.862)	(2.257.117)
4) incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	-
5) altri ricavi e proventi	-	-
- vari	4.273.502	7.479.604
- contributi in conto esercizio	-	-
<b>Totale</b>	<b>579.491.395</b>	<b>645.721.177</b>
<b>B) COSTI DELLA PRODUZIONE</b>		
6) per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(510.724.280)	(585.695.455)
7) per servizi	(69.986.241)	(60.303.408)
8) per godimento di beni di terzi	(2.326.842)	(2.241.193)
9) per il personale:		
a) salari e stipendi	(14.747.498)	(13.686.945)
b) oneri sociali	(4.431.475)	(3.657.150)
c) trattamento di fine rapporto	(975.056)	(814.634)
d) trattamento di quiescenza e simili	-	-
e) altri costi	(546.450)	(537.734)
	<b>(20.700.479)</b>	<b>(18.696.463)</b>
10) ammortamenti e svalutazioni:		
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	(2.589.798)	(2.319.012)
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(720.126)	(615.635)
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni	-	-
d) svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	(4.332.506)	-
<b>Totale</b>	<b>(7.642.430)</b>	<b>(2.934.646)</b>
11) variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.428.007	3.628.640
12) accantonamenti per rischi	(573.876)	(400.742)
13) altri accantonamenti	-	-
14) oneri diversi di gestione	(2.496.935)	(1.106.181)
<b>Totale</b>	<b>(613.023.077)</b>	<b>(667.749.448)</b>
<b>DIFFERENZA TRA VALORE E COSTI DELLA PRODUZIONE (A-B)</b>	<b>(33.531.682)</b>	<b>(22.028.271)</b>

(Euro)	2025	2024
<b>C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI</b>		
15) proventi da partecipazioni:		
- da imprese controllate	82.215.737	57.162.080
- da imprese collegate	-	-
- da controllanti	-	-
- da imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
- da altri	4.088.700	-
	<b>86.304.437</b>	<b>57.162.080</b>
16) altri proventi finanziari:		
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni		
- da imprese controllate	78.776.576	93.160.027
- da imprese collegate	-	-
- da controllanti	-	-
- da imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
- da altri	-	-
	<b>78.776.576</b>	<b>93.160.027</b>
b) da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni	-	-
c) da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	-	-
d) proventi diversi dai precedenti		
- da imprese controllate	775.787	1.628.406
- da imprese collegate	-	-
- da controllanti	905.608	3.091.713
- da imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
- da altri	817.441	2.884.356
	<b>2.498.836</b>	<b>7.604.475</b>
	<b>81.275.412</b>	<b>100.764.502</b>
17) interessi e altri oneri finanziari		
- verso imprese controllate	(2.365.369)	(6.811.142)
- verso imprese collegate	-	-
- verso controllanti	-	-
- verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	-	-
- verso altri	(68.694)	(1.147.831)
- oneri finanziari dismantling	-	-
	<b>(2.434.064)</b>	<b>(7.958.973)</b>
17-bis) Utili e perdite su cambi	(1.623.927)	885.170
<b>Totale</b>	<b>163.521.858</b>	<b>150.852.779</b>
<b>D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE</b>		
18) rivalutazioni:		
a) di partecipazioni	-	-
b) di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni	-	-
c) di titoli iscritti all'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	-	-
d) di strumenti finanziari derivati	25.120.168	21.485.747
	<b>25.120.168</b>	<b>21.485.747</b>
19) svalutazioni:		
a) di partecipazioni	(73.920.196)	-
b) di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni	-	-
c) di titoli iscritti all'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	-	-
d) di strumenti finanziari derivati	(25.177.631)	(20.426.671)
	<b>(99.097.827)</b>	<b>(20.426.671)</b>
<b>Totale delle rettifiche (18 - 19) (D)</b>	<b>(73.977.659)</b>	<b>1.059.076</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE (A - B +/- C +/- D)</b>	<b>56.012.518</b>	<b>129.883.583</b>
20) imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(13.096.277)	(20.024.611)
<b>21) UTILE (PERDITE) DELL'ESERCIZIO</b>	<b>42.916.241</b>	<b>109.858.972</b>



## NOTA INTEGRATIVA AL BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2025

Il bilancio d'esercizio di ERG Power Generation S.p.A. (nel seguito anche 'Società'), redatto in conformità alle norme contenute negli articoli 2423 e seguenti del Codice civile, interpretate ed integrate dai principi contabili emanati dall'Organismo Italiano di Contabilità (i 'principi contabili OIC'), si compone dei seguenti documenti: Stato Patrimoniale, Conto Economico, Rendiconto Finanziario e Nota Integrativa.

Per ogni voce dello Stato Patrimoniale, del Conto Economico e del Rendiconto Finanziario sono indicati i corrispondenti valori al 31 dicembre 2024. Qualora le voci non siano comparabili, quelle relative all'esercizio precedente sono state adattate fornendo nella Nota Integrativa, per le circostanze rilevanti, i relativi commenti.

Il Rendiconto Finanziario presenta le variazioni, positive o negative, delle disponibilità liquide avvenute nell'esercizio ed è stato redatto con il metodo indiretto utilizzando lo schema previsto dal principio contabile OIC 10.

Lo Stato Patrimoniale, il Conto Economico e il Rendiconto Finanziario sono stati redatti in unità di Euro, senza cifre decimali, mentre i valori riportati nella Nota Integrativa sono espressi in migliaia di Euro, salvo ove diversamente specificato.

In applicazione del principio della rilevanza, di cui all'art. 2423, comma 4, del Codice Civile, nella Nota Integrativa sono omessi i commenti alle voci dei prospetti di bilancio, anche qualora specificatamente previsti dall'art. 2427 del Codice Civile o da altre disposizioni, nei casi in cui sia l'ammontare di tali voci sia la relativa informativa sono irrilevanti al fine di dare una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico della Società.

Se le informazioni richieste da specifiche disposizioni di legge non sono sufficienti a dare una rappresentazione veritiera e corretta, sono fornite le informazioni complementari ritenute necessarie allo scopo.

Per quanto riguarda l'attività della Società e i rapporti con le imprese controllate, collegate, controllanti e sottoposte a comune controllo si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione, predisposta dagli Amministratori della Società a corredo del presente bilancio.

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio, la proposta di destinazione del risultato dell'esercizio e l'importo complessivo degli impegni, delle garanzie e delle passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale sono esposti in appositi paragrafi della presente Nota Integrativa.

Si precisa che, ai sensi dell'art. 2497 e seguenti del Codice civile, la Società è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di ERG S.p.A. e pertanto nella Nota Integrativa è presentato un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio di tale società.

La ERG Power Generation S.p.A. è controllata direttamente dalla ERG S.p.A., con sede legale in Genova, via De Marini 1, e indirettamente, in ultima istanza, dalla Garmon S.p.A. (già San Quirico S.p.A.) con sede legale in Genova, via Martin Piaggio 17/4. L'ultimo bilancio consolidato approvato da ERG S.p.A. è disponibile sul sito internet della ERG S.p.A., all'indirizzo web [www.erg.eu/it](http://www.erg.eu/it), mentre l'ultimo bilancio consolidato approvato dalla Garmon S.p.A. è disponibile presso il registro delle imprese.

Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 ERG Power Generation S.p.A. aveva perfezionato il closing con una controparte terza per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l..

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio, la proposta di destinazione del risultato dell'esercizio e l'importo complessivo degli impegni, delle garanzie e delle passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale sono esposti in appositi paragrafi della presente Nota Integrativa.

Si precisa che, ai sensi dell'art. 2497 e seguenti del Codice civile, la Società è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di ERG S.p.A. e pertanto nella Nota Integrativa è presentato un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio di tale società.

La ERG Power Generation S.p.A. è controllata direttamente dalla ERG S.p.A., con sede legale in Genova, via De Marini 1, e indirettamente dalla San Quirico S.p.A. con sede legale in Genova, via Martin Piaggio 17/4, che predispongono rispettivamente i bilanci consolidati dell'insieme più piccolo e dell'insieme più grande di imprese di cui la Società fa parte in quanto impresa controllata. Il bilancio consolidato della ERG S.p.A. è disponibile sul sito internet della ERG S.p.A., all'indirizzo web [www.erg.eu/it](http://www.erg.eu/it), mentre il bilancio consolidato della San Quirico S.p.A. è disponibile presso la sede legale della società.

## NATURA DELLA SOCIETÀ

La società risulta attualmente controllata al 100% da ERG S.p.A.

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata ad 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.

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.974 MW di capacità installata rinnovabile (3.296 MW eolico, 666 MW solare 12,5 MW storage), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

### Italia

Nel paese ERG Power Generation S.p.A., attraverso le proprie controllate dirette ed indirette, ha una capacità installata complessiva di 1.649 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 180 MW di potenza installata. Nel corso dell'esercizio, ERG ha avviato, attraverso la propria controllata Green Vicari S.r.L, il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo), con una potenza installata di 12,5 MW. L'impianto, entrato in operatività nel corso del mese di novembre, è situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW).

### Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.313 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.603 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), UK (340 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW). Si precisa che, in conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, in data 20 gennaio 2026, il Gruppo ERG ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico svedese di Furuby /62 MW).

In parallelo, il Gruppo ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 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 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.

La Società ha per oggetto sociale lo sviluppo di attività sia in Italia che all'estero:

- a) nel settore dell'energia elettrica, comprensivi delle attività di acquisto, produzione, importazione, esportazione e vendita (anche a clienti finali) di elettricità e prodotti correlati quali, a titolo esemplificativo, titoli e strumenti connessi a tali attività con finalità di hedging o di asset back trading;
- b) nel settore energetico in generale, comprensivo dell'acquisto, importazione e vendita (anche a clienti finali) di combustibili, dell'utilizzo di biomasse, rifiuti solidi urbani o combustibili ad essi collegati per la loro termo-valORIZZAZIONE in impianti di produzione di energia elettrica, della produzione e commercializzazione di vapore, di acqua industriale e prodotti correlati quali, a titolo esemplificativo, titoli e strumenti connessi alle suddette attività, nonché in quello della tutela dell'ambiente;
- c) in altri settori aventi comunque attinenza o contiguità con le attività svolte nei settori sopra considerati, che consentano una migliore utilizzazione e valorizzazione delle strutture, risorse e competenze impiegate nei settori sopra considerati quali, a titolo esemplificativo, le attività di miglioramento dell'efficienza energetica e che consentano una proficua utilizzazione dei beni prodotti e dei servizi resi nei settori sopra considerati.

La Società ha altresì per oggetto sociale lo svolgimento di attività di (i) progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di impianti; (ii) produzione e vendita di apparecchiature; (iii) ricerca, consulenza ed assistenza; e (iv) acquisizione, vendita e commercializzazione di beni e servizi riferiti ai settori di cui alle lettere a), b) e c) del precedente paragrafo (inclusi, a titolo esemplificativo, servizi di commercializzazione e gestione, nonché di monitoraggio delle performance).

### Scenario

Nel corso del 2025, lo scenario macroeconomico globale ha continuato a essere caratterizzato da una crescita moderata. Il contesto rimane fortemente influenzato dalle continue tensioni commerciali internazionali, dall'elevata incertezza geopolitica e dalle vulnerabilità strutturali che limitano il potenziale di espansione delle principali economie avanzate ed emergenti.

Questo scenario riflette principalmente:

- l'impatto restrittivo delle politiche tariffarie statunitensi, che hanno aumentato i costi del commercio internazionale;
- una contrazione degli investimenti privati in risposta a un contesto normativo e politico più incerto;
- la persistente fragilità geopolitica, compresi i recenti sviluppi in Medio Oriente, Venezuela e le tensioni tra i paesi europei e gli Stati Uniti sulla Groenlandia, che potrebbero rappresentare un ulteriore fattore di rischio.

Nel corso del 2025, i prezzi dell'energia hanno mostrato una tendenza generale al rialzo, sebbene caratterizzata da un'elevata volatilità. Le prospettive rimangono fortemente influenzate da fattori quali:

- l'evoluzione delle politiche energetiche internazionali;
- le dinamiche della domanda e dell'offerta nei mercati globali;
- le tensioni geopolitiche in aree strategiche per l'approvvigionamento di petrolio e gas.

Questi fattori comportano un rischio significativo di aumento dei costi energetici, con potenziali ripercussioni sull'inflazione, sulla redditività delle imprese ad alta intensità energetica e sul potere d'acquisto delle famiglie.

Nel giugno 2025, la Banca centrale europea ha annunciato un ulteriore taglio dei tassi di riferimento di 25 punti base, proseguendo il ciclo di allentamento monetario iniziato a metà del 2024 in risposta a una serie di shock eccezionali (pandemia, conflitto in Ucraina, crisi energetica).

## PRINCIPI GENERALI DI REDAZIONE DEL BILANCIO

La valutazione delle voci di bilancio è stata fatta ispirandosi ai criteri generali della prudenza e della competenza, nella prospettiva della continuità aziendale; la rilevazione e la presentazione delle voci è stata effettuata tenendo conto della sostanza dell'operazione o del contratto, ove compatibile con le disposizioni del Codice civile e dei principi contabili OIC.

L'applicazione del principio della prudenza ha comportato la valutazione individuale degli elementi componenti le singole voci delle attività o passività, per evitare compensi tra perdite che dovevano essere riconosciute e proventi da non riconoscere in quanto non realizzati. In particolare, gli utili sono stati inclusi solo se realizzati entro la data di chiusura dell'esercizio, mentre si è tenuto conto dei rischi e delle perdite di competenza dell'esercizio, anche se conosciuti dopo la chiusura dello stesso.

L'applicazione del principio della competenza ha comportato che l'effetto delle operazioni sia stato rilevato contabilmente ed attribuito all'esercizio al quale tali operazioni si riferiscono e non a quello in cui si sono realizzati i relativi incassi e pagamenti.

I criteri di valutazione non sono stati modificati rispetto all'esercizio precedente ai fini della comparabilità dei bilanci della Società nel corso del tempo.

Nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alla deroga ai criteri di valutazione, di cui all'art. 2423, comma 5, del Codice civile, in quanto incompatibili con la rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società e del risultato economico. Non sono state altresì effettuate nell'esercizio rivalutazioni di attività ai sensi di leggi speciali in materia.

La redazione del bilancio richiede l'effettuazione di stime che hanno effetto sui valori delle attività e passività e sulla relativa informativa di bilancio. I risultati che si consuntiveranno potranno differire da tali stime. Le stime sono riviste periodicamente e gli effetti dei cambiamenti di stima, ove non derivanti da stime errate, sono rilevati nel conto economico dell'esercizio in cui si verificano i cambiamenti, se gli stessi hanno effetti solo su tale esercizio, e anche negli esercizi successivi se i cambiamenti influenzano sia l'esercizio corrente sia quelli successivi.

Le principali stime per le quali è maggiormente richiesto l'impiego di valutazioni soggettive sono state utilizzate, tra l'altro, per:

- gli accantonamenti per fondi rischi per passività correlate a contenziosi di natura legale e fiscale, per i quali si ritiene probabile che si verificherà un esborso finanziario, e l'ammontare delle perdite che ne deriveranno può essere ragionevolmente stimato;
- le imposte anticipate, la cui iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità risultanti dalla redditività attesa dei piani industriali e dalla previsione di rinnovo dei consolidati fiscali;
- la procedura di verifica delle partecipazioni, descritta in particolare nei paragrafi "Impairment" e "Partecipazioni" che implica – nella stima del valore d'uso – l'utilizzo di Piani finanziari delle partecipate basati su un insieme di assunzioni in merito a inflazione, tassi di sconto, prezzi attesi di energia, disponibilità delle risorse rinnovabili, l'evoluzione del quadro regolatorio;
- Il calcolo del fair value dei derivati, effettuato sulla base della stima dei flussi di cassa futuri, attualizzati alla data di valutazione. La stima dei prezzi variabili futuri è effettuata sulla base delle quotazioni forward delle commodity. Le tecniche di valutazione utilizzate si basano esclusivamente su parametri quali prezzi spot e forward, tassi di interesse e prezzo delle commodity direttamente osservabili sul mercato.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare nella Nota Integrativa tutti gli importi arrotondati alle migliaia di Euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

## CRITERI DI VALUTAZIONE

### IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte, previo consenso del Collegio Sindacale laddove previsto, al costo storico di acquisizione ed esposte al netto degli ammortamenti effettuati nel corso degli esercizi e delle eventuali svalutazioni imputati direttamente alle singole voci. Nel costo sono compresi gli oneri accessori e i costi diretti e indiretti per la quota ragionevolmente imputabile al bene, relativi al periodo di fabbricazione e fino al momento dal quale il bene può essere utilizzato e gli oneri finanziari sostenuti per il finanziamento della fabbricazione (interna o presso terzi) fino al momento del possibile utilizzo del bene.

L'ammortamento decorre dal momento in cui l'immobilizzazione è disponibile e pronta per l'uso.

Tali valori vengono annualmente ridotti ed addebitati al conto economico mediante il processo di ammortamento, realizzato a quote costanti in relazione alla loro utilità temporale, avuto altresì riguardo alla residua possibilità di utilizzazione. La sistematicità dell'ammortamento è funzionale alla correlazione dei benefici attesi.

I costi di impianto e di ampliamento sono ammortizzati in un periodo di cinque anni, con ammortamento a quote costanti.

Le migliorie su beni di terzi sono capitalizzate ed iscritte tra le "altre immobilizzazioni immateriali" se non sono separabili dai beni stessi (altrimenti sono iscritte tra le "immobilizzazioni materiali" nella specifica voce di appartenenza), sono ammortizzate in modo sistematico al minore tra il periodo di prevista utilità futura e quello residuo della locazione, tenuto conto dell'eventuale periodo di rinnovo, se dipendente dalla Società.

Nel caso in cui, indipendentemente dall'ammortamento già contabilizzato, risulti una perdita durevole di valore, l'immobilizzazione viene corrispondentemente svalutata; se in esercizi successivi vengono meno i motivi che avevano giustificato la svalutazione, viene ripristinato il valore originario, nei limiti del valore che l'attività avrebbe avuto ove la rettifica di valore non avesse mai avuto luogo, eccezion fatta per la voce avviamento ed "Oneri pluriennali" di cui al numero 5 dell'art. 2426 del codice civile.

L'aliquota di ammortamento applicata ai software e alle migliorie su beni di terzi è pari al 20%.

In generale, le immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate in un periodo massimo di cinque anni.

L'avviamento comprende le somme pagate in riferimento ad operazioni di acquisizione d'aziende o altre operazioni societarie ed è ammortizzato secondo la sua vita utile. La vita utile è stimata in sede di rilevazione iniziale dell'avviamento e non è modificata negli esercizi successivi. Nel caso in cui non sia possibile stimarne la vita utile si procede ad ammortizzare l'avviamento in un periodo di 10 anni.

Le immobilizzazioni immateriali vengono rivalutate, nei limiti del loro valore recuperabile, solo nei casi in cui la legge lo preveda o lo consenta.

### IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

Conformemente a quanto disposto dall'OIC 16, le immobilizzazioni sono rilevate inizialmente alla data in cui avviene il trasferimento dei rischi e dei benefici connessi al bene acquisito, che avviene di solito quando viene trasferito il titolo di proprietà. In ogni caso, se in virtù di specifiche clausole contrattuali, non vi è coincidenza tra la data in cui avviene il trasferimento dei rischi e dei benefici e la data in cui viene trasferito il titolo di proprietà, prevale la data in cui è avvenuto il trasferimento dei rischi e dei benefici. In ogni caso nell'effettuare tale analisi vengono analizzate tutte le clausole contrattuali.

Sono iscritte al costo di acquisto comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione e dei costi sostenuti per l'utilizzo dell'immobilizzazione, al netto degli sconti commerciali e degli sconti cassa di ammontare rilevante.

I valori iscritti sono annualmente rettificati dai corrispondenti fondi di ammortamento. Le quote di ammortamento, imputate a conto economico, sono calcolate in modo sistematico e costante, sulla base di aliquote ritenute rappresentative della vita utile economico-tecnica stimata per i cespiti a cui si riferiscono.

L'ammortamento decorre dal momento in cui l'immobilizzazione è disponibile e pronta per l'uso. In applicazione del principio della rilevanza di cui all'art. 2423, comma 4, del Codice civile, e di quanto previsto dal principio contabile di riferimento, nel primo esercizio di ammortamento le aliquote sono ridotte della metà.

Le immobilizzazioni materiali iscritte in bilancio sono state rivalutate esclusivamente in conformità alle disposizioni di legge e nei limiti del maggior valore tra il valore corrente e il valore d'uso.

Le aliquote di ammortamento sono state determinate in applicazione dei criteri di prudenza ed in linea con la stimata residua possibilità di utilizzo di ciascun cespite, in continuità con le aliquote in uso nei precedenti esercizi.

Qualora, alla data di chiusura dell'esercizio, indipendentemente dall'ammortamento già contabilizzato, risulti una perdita durevole di valore, l'immobilizzazione viene corrispondentemente svalutata. Se in esercizi successivi vengono meno i presupposti della svalutazione viene ripristinato il valore originario rettificato dei soli ammortamenti.

### Svalutazioni per perdite durevoli di valore delle immobilizzazioni materiali, immateriali ("Impairment")

In base all'OIC 9 la Società verifica ad ogni data di riferimento del bilancio la recuperabilità del valore contabile delle attività immateriali e materiali al fine di determinare se vi sia qualche indicazione che tali attività possano aver subito una perdita di valore. Se esiste tale indicazione, occorre stimare il valore recuperabile dell'attività per determinare l'eventuale perdita di valore.

Quando non è possibile stimare il valore recuperabile di un singolo bene, la Società stima il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari cui il bene appartiene.

Il valore recuperabile di un'attività è il maggiore tra il valore corrente al netto dei costi di vendita ed il suo valore d'uso determinato come valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati.

I flussi finanziari futuri sono stimati facendo riferimento alle condizioni correnti delle immobilizzazioni e pertanto non includono i flussi in entrata o in uscita che si suppone debbano derivare da future ristrutturazioni per le quali la Società non si è ancora impegnata, o dal miglioramento o dall'ottimizzazione del rendimento dell'immobilizzazione.

Una perdita di valore è iscritta se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile. Quando successivamente una perdita su attività, diversa dall'avviamento e dagli oneri pluriennali, viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla nuova stima del valore recuperabile, senza eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata alcuna perdita.

La Società valuta a ogni data di riferimento del bilancio se esiste un indicatore che un'immobilizzazione possa aver subito una riduzione di valore. Se tale indicatore dovesse sussistere, la Società procederebbe alla stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione ed effettuerebbe una svalutazione soltanto nel caso in cui quest'ultimo fosse inferiore al corrispondente valore netto contabile.

### **PARTECIPAZIONI, CREDITI FINANZIARI E TITOLI**

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono partecipazioni, crediti finanziari e titoli.

Le partecipazioni ed i titoli di debito iscritti tra le immobilizzazioni sono destinati ad una permanenza durevole nel patrimonio della Società.

Le partecipazioni sono valutate con il metodo del costo rettificato delle perdite durevoli di valore. Il metodo del costo presuppone che il valore di iscrizione in bilancio è determinato sulla base del prezzo di acquisto o di sottoscrizione, comprensivo dei costi accessori. Il valore di carico della partecipazione, quando viene rilevata l'esistenza di una perdita durevole di valore, viene ridotto al suo minor valore recuperabile, che è determinato in base ai benefici futuri che si prevede affluiranno all'economia della partecipante. Il valore originario della partecipazione viene ripristinato negli esercizi successivi qualora vengano meno i motivi della svalutazione effettuata.

Anche per il bilancio 2025 così come negli esercizi precedenti, si è proceduto a verificare la recuperabilità dei valori di iscrizione delle partecipazioni nelle società controllate e nelle joint venture.

Si evidenzia che sulle partecipazioni di ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025 non risultano indicatori di possibili svalutazioni a seguito degli *impairment test* di Gruppo, ad eccezione di quelli evidenziati nella sezione "Partecipazioni" della presente Nota Integrativa.

### **RIMANENZE MAGAZZINO**

Le giacenze di materie sussidiarie e di consumo e di parti di ricambio sono iscritte applicando il metodo del costo medio ponderato per periodo, su base annuale; esse sono valutate al minore tra il costo ed il valore di presumibile realizzazione desumibile dall'andamento del mercato (art. 2426 numero 9 C.C.).

Per la determinazione del valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato si prende a riferimento generalmente il costo di sostituzione o dove disponibile il valore netto di realizzazione dei beni.

In caso di obsolescenza o lenta movimentazione dei materiali si procede ad opportune svalutazioni dei valori di carico mediante istituzione di apposito fondo portato a diretta decurtazione del valore delle giacenze.

I Lavori in corso su ordinazione riflettono l'effettivo stato di avanzamento dei lavori e delle prestazioni effettuate dalla Società a favore delle proprie controllate nei progetti relativi al Repowering coerentemente con quanto stabilito dall'OIC 23.

I lavori in corso su ordinazione, di durata infrannuale, comprendono commesse in corso di esecuzione e sono valutati utilizzando il criterio della commessa completata, al minore fra il costo sostenuto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Il riconoscimento dei ricavi e del margine di commessa avviene interamente al completamento della stessa, ossia alla data in cui avviene il trasferimento dei rischi e benefici connessi al bene realizzato o i servizi sono resi.

### **CREDITI**

I crediti sono rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale e del valore di presumibile realizzo. Il criterio del costo ammortizzato non è applicato quando gli effetti sono irrilevanti, ovvero quando i costi di transazione, le commissioni pagate tra le parti e ogni altra differenza tra valore iniziale e valore a scadenza sono di scarso rilievo oppure se i crediti sono a breve termine (ossia con scadenza inferiore ai 12 mesi).

Inoltre, ai sensi dell'art. 12, comma 2, del D.Lgs. 139/2015, la Società ha usufruito della facoltà di non applicare il criterio del costo ammortizzato e l'attualizzazione a tutti i crediti sorti anteriormente al 1° gennaio 2016.

I crediti commerciali con scadenza oltre i 12 mesi dal momento della rilevazione iniziale, senza corresponsione di interessi, o con interessi significativamente diversi dai tassi di interesse di mercato, ed i relativi ricavi, si rilevano inizialmente al valore determinato attualizzando i flussi finanziari futuri al tasso di interesse di mercato. La differenza tra il valore di rilevazione iniziale del credito così determinato e il valore a termine è rilevata a conto economico come provento finanziario lungo la durata del credito utilizzando il criterio del tasso di interesse effettivo.

In bilancio i crediti commerciali sono tutti con scadenza inferiore ai 12 mesi e pertanto iscritti al valore nominale.

Inoltre, i crediti sono esposti al presumibile valore di realizzo. L'adeguamento del valore dei crediti al valore presunto di realizzo è ottenuto mediante stanziamento di apposito fondo svalutazione crediti, determinato in considerazione del rischio paese e delle condizioni economiche generali e di settore. La stima del fondo svalutazione crediti avviene tramite l'analisi dei singoli crediti individualmente significativi e a livello di portafoglio per i restanti crediti, determinando le perdite che si presume si dovranno subire sui crediti in essere alla data di bilancio.

Le operazioni di credito in valuta effettuate durante l'esercizio sono convertite in Euro al cambio della data dell'operazione e la differenza tra tale valore e l'importo effettivamente percepito viene imputata al conto economico tra gli oneri e proventi finanziari.

Le differenze cambio, originate dall'allineamento dei crediti in valuta al cambio di fine esercizio, rispetto a quello della data dell'operazione, sono imputate al conto economico.

## ATTIVITÀ FINANZIARIE

La voce *Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni* dell'attivo circolante comprende partecipazioni non immobilizzate che sono valutate in base al minor valore fra il costo d'acquisto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

La voce tipicamente include partecipazioni precedentemente comprese nelle immobilizzazioni finanziarie della Società successivamente riclassificate nelle attività finanziarie non immobilizzate in seguito a mutamenti di strategia aziendale, e questa nuova destinazione è basata su processi decisionali già completati alla data di chiusura dell'esercizio e coerenti con gli obiettivi e le strategie aziendali.

La Società partecipa al programma di gestione accentrata della tesoreria (cash pooling) effettuata dalla capogruppo ERG S.p.A., a sua volta detiene il programma di gestione accentrata della tesoreria nei confronti delle società controllate.

I prelievi effettuati dal conto corrente comune (pool account) costituiscono un debito verso la società che amministra il cash pooling mentre la liquidità versata nel conto corrente comune rappresenta un credito verso la stessa.

Come indicato dal principio contabile OIC 14, i crediti che si generano dalla gestione accentrata della tesoreria (i.e. cash pooling) sono rilevati, se i termini di esigibilità lo consentono, tra le "Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni", denominate "Attività finanziarie per la gestione accentrata della tesoreria" con indicazione della controparte (ad esempio controllante, controllata). Se i termini di esigibilità a breve termine non sono soddisfatti, tali crediti sono rilevati tra le immobilizzazioni finanziarie.

## DISPONIBILITÀ LIQUIDE

Sono espresse al valore di presumibile realizzo generalmente coincidente con il valore nominale, con separata indicazione dei depositi bancari e postali e del danaro e valori in cassa.

## RATEI E RISCONTI

Nella voce ratei e risconti sono state iscritte quote di costi e di ricavi di competenza dell'esercizio, ma esigibili in esercizi successivi e quote di costi e i ricavi sostenuti entro la chiusura dell'esercizio, ma di competenza di esercizi successivi, secondo il principio della competenza temporale.

Alla fine di ciascun esercizio sono verificate le condizioni che ne hanno determinato la rilevazione iniziale e, se necessario, sono apportate le necessarie rettifiche di valore. In particolare, oltre al trascorrere del tempo, per i ratei attivi è considerato il valore presumibile di realizzazione mentre per i risconti attivi è considerata la sussistenza del futuro beneficio economico correlato ai costi differiti.

## PATRIMONIO NETTO

Le operazioni tra la Società e soci (operanti in qualità di soci) possono far sorgere dei crediti o dei debiti verso soci. La Società iscrive un credito verso soci quando i soci assumono un'obbligazione nei confronti della Società mentre iscrive un debito quando assume un'obbligazione nei confronti dei soci.

I versamenti effettuati dai soci che non prevedono un obbligo di restituzione sono iscritti in pertinente voce di patrimonio netto mentre i finanziamenti ricevuti dai soci che prevedono un obbligo di restituzione sono iscritti tra i debiti.

Le azioni proprie sono iscritte per un valore corrispondente al loro costo di acquisto in una riserva negativa di patrimonio netto in concomitanza all'acquisto delle azioni stesse.

La riserva negativa viene stornata, a seguito della delibera assembleare di annullamento delle azioni proprie, e viene ridotto contestualmente il capitale sociale per il valore nominale delle azioni annullate. L'eventuale differenza tra il valore contabile della riserva e il valore nominale delle azioni annullate è imputata ad incremento o decremento del patrimonio netto.

In caso di alienazione delle azioni proprie, l'eventuale differenza tra il valore contabile della riserva negativa e il valore di realizzo delle azioni alienate è imputata a incremento o decremento di altra voce di patrimonio netto.

Qualora la società acquisti azioni della società controllante, nei limiti di cui all'art. 2359-bis, comma 3, del Codice civile, viene costituita una apposita riserva indisponibile di patrimonio netto di pari importo.

Gli effetti sul patrimonio netto derivanti dall'applicazione di altri principi contabili sono commentati nelle rispettive sezioni.

## FONDI PER RISCHI ED ONERI

I fondi per rischi e oneri sono destinati a fronteggiare passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, delle quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio l'ammontare o la data di sopravvenienza sono indeterminati.

Le passività potenziali sono rilevate in bilancio ed iscritte nei fondi quando la loro manifestazione è ritenuta probabile e quando è stimabile con ragionevolezza l'ammontare del relativo onere.

Nella valutazione dell'onere sono rispettati i generali postulati della prudenza e della competenza economica, postulati che, per converso, non ammettono la costituzione di fondi rischi generici o privi di giustificazione economica.

Gli eventuali rischi, per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto possibile, sono indicati in Nota Integrativa senza procedere allo stanziamento di fondi per rischi ed oneri.

Non si tiene conto dei rischi la cui probabilità di manifestazione appare remota.

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono iscritti prioritariamente nelle voci di conto economico delle pertinenti classi, prevalendo il criterio della classificazione per natura dei costi. L'entità degli accantonamenti ai fondi è misurata facendo riferimento alla miglior stima dei costi, ivi incluse le spese legali, ad ogni data di bilancio. Peraltro, in presenza di un fondo per oneri, il processo di stima può tenere in considerazione l'orizzonte temporale di riferimento se è possibile operare una stima ragionevolmente attendibile dell'esborso connesso all'obbligazione e della data di sopravvenienza e quest'ultima è così lontana nel tempo da rendere significativamente diverso il valore attuale dell'obbligazione e la passività stimata al momento dell'esborso.

## STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono attività e passività finanziarie rilevate al fair value ad ogni chiusura del bilancio.

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di una attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione e, nei casi di derivati non quotati, è determinato dalla Società facendo ricorso a tecniche di valutazione appropriate, mediante assunzioni, parametri e livelli di gerarchia del fair value previsti dal principio contabile di riferimento.

I derivati sono classificati come strumenti di copertura solo quando, all'inizio della copertura, esiste una stretta e documentata correlazione tra le caratteristiche dell'elemento coperto e quelle dello strumento di copertura e tale relazione di copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata.

Gli strumenti finanziari derivati possono essere designati come operazioni di copertura quando:

- a) a relazione di copertura consiste solo di strumenti di copertura ammissibili ed elementi coperti ammissibili;
- b) all'inizio della relazione di copertura vi è una designazione e una documentazione formale della relazione di copertura, degli obiettivi della Società nella gestione del rischio e della strategia nell'effettuare la copertura;
- c) la relazione di copertura soddisfa i requisiti, sia qualitativi sia quantitativi, di efficacia della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa futuri degli strumenti oggetto di copertura, la porzione efficace degli utili o delle perdite sullo strumento finanziario derivato è sospesa nel patrimonio netto. Gli utili e le perdite associate a una copertura per la quota di inefficacia sono iscritti a conto economico. Gli utili e le perdite cumulati, fino a quel momento iscritti nel patrimonio netto, sono rilevati a conto economico nel momento in cui la relativa operazione si realizza (a rettifica o integrazione delle voci di conto economico impattate dai flussi finanziari coperti).

Pertanto, le variazioni del fair value di strumenti finanziari derivati di copertura sono imputate:

- nel conto economico nelle voci D18 o D19 nel caso di copertura di fair value di un'attività o passività iscritta in bilancio così come le variazioni di fair value degli elementi coperti (nel caso in cui la variazione di fair value dell'elemento coperto sia maggiore in valore assoluto della variazione di fair value dello strumento di copertura, la differenza è rilevata nella voce di conto economico interessata dall'elemento coperto);
- in un'apposita riserva di patrimonio netto (nella voce AVII "Riserva per operazioni di copertura di flussi finanziari attesi") nel caso di copertura di flussi finanziari secondo modalità tali da controbilanciare gli effetti dei flussi oggetto di copertura (la componente inefficace, così come la variazione del valore temporale di opzioni e forward, è classificata nelle voci D18 e D19).

Per gli strumenti finanziari derivati classificati come di negoziazione, in quanto non soddisfano i requisiti per essere trattati in hedge accounting le variazioni del fair value sono rilevate nello stato patrimoniale e sono imputate a conto economico nelle voci D18 o D19 in sede di valutazione successiva ed al momento dell'eliminazione contabile del derivato.

## TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO

Nella voce trattamento di fine rapporto è stato iscritto quanto i dipendenti avrebbero diritto a percepire in caso di cessazione del rapporto di lavoro alla data di chiusura del bilancio. Le indennità di anzianità costituenti la suddetta voce, ossia la quota di accantonamento di competenza dell'anno e la rivalutazione annuale del fondo preesistente, sono determinate in conformità alle norme vigenti. Il trattamento di fine rapporto è iscritto nella voce C del passivo ed il relativo accantonamento alla voce B9 del conto economico.

A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il Trattamento di Fine Rapporto maturato è stato destinato ai fondi pensione o al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS. Il trattamento contabile delle quote maturate dal 1° gennaio 2007 è pertanto assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura, sia nel caso di opzione per la previdenza complementare, sia nel caso di destinazione al Fondo di Tesoreria presso l'INPS. La voce accoglie pertanto le contribuzioni maturate dai dipendenti antecedentemente alla data indicata e non ancora liquidate, al netto delle anticipazioni eventualmente corrisposte in base alle normative vigenti.

## DEBITI

I debiti sono passività di natura determinata ed esistenza certa che rappresentano obbligazioni a pagare ammontare fissi o determinabili di disponibilità liquide a finanziatori, fornitori e altri soggetti. La classificazione dei debiti tra le varie voci di debito è effettuata sulla base della natura (o dell'origine) degli stessi rispetto alla gestione ordinaria a prescindere dal periodo di tempo entro cui le passività devono essere estinte. I debiti originati da acquisti di beni sono rilevati quando il processo produttivo dei beni è completato e si è verificato il passaggio sostanziale del titolo di proprietà assumendo quale parametro di riferimento il trasferimento di rischi e benefici. I debiti relativi a servizi sono rilevati quando i servizi sono ricevuti, vale a dire quando la prestazione è stata effettuata.

I debiti sono iscritti secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale. Il criterio del costo ammortizzato non è applicato ai debiti qualora i suoi effetti risultino irrilevanti. Gli effetti sono considerati irrilevanti per i debiti a breve termine (ossia con scadenza inferiore ai 12 mesi). Per il criterio del costo ammortizzato vedasi quanto detto con riferimento ai crediti. Le operazioni di debito in valuta effettuate durante l'esercizio sono convertite in Euro al cambio della data dell'operazione e la differenza tra tale valore e l'importo effettivamente pagato viene imputata al conto economico tra gli oneri e proventi finanziari.

Le differenze cambio, originate dall'allineamento dei debiti in valuta al cambio di fine esercizio, rispetto a quello della data dell'operazione, sono imputate al conto economico.

## RENDICONTO FINANZIARIO

Il rendiconto finanziario include tutti i flussi finanziari in uscita e in entrata delle disponibilità liquide avvenute nell'esercizio.

Nel rendiconto finanziario i singoli flussi finanziari sono presentati distintamente in una delle seguenti categorie:

- a. gestione operativa;
- b. attività di investimento;
- c. attività di finanziamento.

Le categorie di flussi finanziari sono presentate nella sequenza sopra indicata.

Il flusso finanziario della gestione operativa è determinato con il metodo indiretto, ovvero rettificando l'utile o la perdita d'esercizio riportato nel conto economico.

La somma algebrica dei flussi finanziari di ciascuna categoria sopraindicata rappresenta la variazione netta (incremento o decremento) delle disponibilità liquide avvenuta nel corso dell'esercizio.

La forma di presentazione del rendiconto finanziario è di tipo scalare.

Il principio contabile OIC 10 prevede inoltre che:

- gli interessi pagati e incassati sono presentati distintamente tra i flussi finanziari della gestione reddituale, salvo particolari casi in cui essi si riferiscono direttamente ad investimenti (attività di investimento) o a finanziamento (attività di finanziamento);
- i dividendi incassati e pagati sono presentati distintamente, rispettivamente, nella gestione reddituale e nell'attività di finanziamento;
- i flussi finanziari relativi alle imposte sul reddito sono indicati distintamente e classificati nella gestione reddituale.

## RICAVI E COSTI DELL'ESERCIZIO

I ricavi derivanti dalla vendita di beni e dalla prestazione di servizi relativi sia alla gestione caratteristica sia a quella accessoria sono rilevati in base al modello contabile introdotto dal principio OIC 34, introdotto ed in applicazione a partire dal 1° gennaio 2024, che si articola nelle seguenti fasi:

- a) determinazione del prezzo complessivo del contratto;
- b) identificazione dell'unità elementare di contabilizzazione;
- c) valorizzazione delle unità elementari di contabilizzazione;
- d) rilevazione dei ricavi.

Il prezzo complessivo del contratto è desumibile dalle clausole contrattuali. Sconti, abbuoni, penalità e resi sono contabilizzati a riduzione dei ricavi sulla base della migliore stima del corrispettivo tenendo conto dell'esperienza storica e/o di elaborazioni statistiche.

La Società analizza i contratti di vendita al fine di stabilire quali sono le unità elementari di contabilizzazione, vale a dire se da un unico contratto di vendita possano scaturire più diritti e obbligazioni da contabilizzare separatamente in relazione ai singoli beni, servizi o altre prestazioni promesse al cliente (OIC 34.16). Non si procede a separare le singole unità elementari di contabilizzazione quando i beni e i servizi previsti dal contratto sono integrati o interdipendenti tra loro, le prestazioni previste dal contratto non rientrano nelle attività caratteristiche, ciascuna delle prestazioni previste dal contratto di vendita viene effettuata nello stesso esercizio e quando, in presenza di contratti non particolarmente complessi la separazione delle singole unità elementari di contabilizzazione produrrebbe effetti irrilevanti sull'ammontare complessivo dei ricavi.

Dopo aver determinato il valore delle singole unità elementari di contabilizzazione, la Società procede a rilevare i ricavi in bilancio sulla base del principio di competenza economica.

Per le unità elementari di contabilizzazione che rappresentano la vendita di beni, i ricavi sono rilevati quando entrambe le seguenti condizioni sono soddisfatte:

- a) è avvenuto il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici connessi alla vendita; e
- b) l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

Nel valutare se il trasferimento sostanziale dei rischi sia avvenuto, la Società tiene conto sia di fattori qualitativi sia di fattori quantitativi, senza considerare il rischio di credito.

Il trasferimento sostanziale dei benefici avviene quando la Società trasferisce alla controparte la capacità di decidere dell'uso del bene e di ottenere i relativi benefici in via definitiva.

I ricavi per prestazione di servizi sono rilevati a conto economico in base allo stato di avanzamento se sono rispettate entrambe le seguenti condizioni:

- a) l'accordo tra le parti prevede che il diritto al corrispettivo per la Società maturi via via che la prestazione è eseguita; e
- b) l'ammontare del ricavo di competenza può essere determinato attendibilmente.

Lo stato di avanzamento è determinato con il metodo della proporzione tra i servizi effettuati alla data di bilancio ed i servizi totali previsti nel contratto. Nel caso in cui la Società non possa rilevare il ricavo secondo il criterio dello stato di avanzamento, il ricavo per il servizio prestato è iscritto a conto economico quando la prestazione è stata definitivamente completata.

Se successivamente la Società rivede le proprie stime poste alla base della rilevazione iniziale di un ricavo, essa procede ad aggiornare il valore per tener conto delle ulteriori informazioni che il trascorrere del tempo consente di acquisire in merito a presupposti o fatti sui quali era fondata la stima originaria (OIC 34.34) Se interviene una modifica contrattuale che prevede una prestazione aggiuntiva per un corrispettivo aggiuntivo, essa è contabilizzata separatamente. In caso di sola modifica del corrispettivo o di sola modifica delle prestazioni da effettuare, gli effetti del cambiamento sono contabilizzati allocando il valore residuo del contratto alle prestazioni da effettuare.

I ricavi e i proventi, i costi e gli oneri relativi ad operazioni in valuta sono determinati al cambio a pronti alla data nella quale la relativa operazione è compiuta.

I corrispettivi aggiuntivi (ad esempio incentivi e premi risultato) sono inclusi nel prezzo complessivo

del contratto di vendita solo nel momento in cui divengono ragionevolmente certi. La ragionevole certezza è valutata in base all'esperienza storica della società ai dati previsionali ed agli elementi contrattuali.

Le operazioni intrattenute con la società controllante, e con le altre società del gruppo ERG sono effettuate alle normali condizioni di mercato. I costi sono contabilizzati in base al principio di competenza, indipendentemente dalla data di incasso e pagamento, al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi.

Gli oneri finanziari sono rilevati per un importo pari a quanto maturato nell'esercizio.

Nei casi di applicazione del metodo del costo ammortizzato, gli interessi sono rilevati in base al criterio dell'interesse effettivo.

#### **DIVIDENDI**

I dividendi sono contabilizzati nell'esercizio in cui vengono deliberati dall'assemblea dei Soci. I dividendi sono rilevati come proventi finanziari indipendentemente dalla natura delle riserve oggetto di distribuzione.

#### **PROVENTI ED ONERI FINANZIARI**

I proventi ed oneri finanziari sono iscritti per competenza. I costi relativi alle operazioni di smobilizzo crediti a qualsiasi titolo (pro-solvendo e pro-soluto) e di qualsiasi natura (commerciali, finanziarie, altro) sono imputati nell'esercizio di competenza.

Gli oneri finanziari sono rilevati per un importo pari a quanto maturato nell'esercizio.

#### **POSTE IN VALUTA**

Le attività e le passività di natura non monetarie espresse originariamente in valuta estera sono iscritte nello stato patrimoniale al tasso di cambio al momento del loro acquisto, ossia al costo di iscrizione iniziale.

Le attività e le passività espresse originariamente in valuta estera di natura monetaria sono convertite in bilancio al tasso di cambio a pronti alla data di chiusura dell'esercizio; i relativi utili e perdite su cambi vengono iscritti al conto economico e l'eventuale utile netto viene accantonato in apposita riserva non distribuibile fino al realizzo.

#### **IMPOSTE CORRENTI, ANTICIPATE E DIFFERITE**

Le imposte correnti sono calcolate sulla base di una realistica previsione del reddito imponibile dell'esercizio, determinato secondo quanto previsto dalla legislazione fiscale, e applicando le aliquote d'imposta vigenti alla data di bilancio. Il relativo debito tributario è rilevato nello stato patrimoniale al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e dei crediti d'imposta compensabili e non richiesti a rimborso; nel caso in cui gli acconti versati, le ritenute ed i crediti eccedano le imposte dovute viene rilevato il relativo credito tributario.

La Società partecipa al regime di consolidato fiscale nazionale della controllante ERG S.p.A. ai fini IRES. Il contratto di consolidamento fiscale prevede che ciascuna società aderente al consolidato fiscale trasferisca alla società consolidante il reddito fiscale (reddito imponibile o perdita fiscale); la Società consolidante rileva un credito nei suoi confronti pari all'IRES da versare (la società consolidata rileva un debito verso la Società consolidante). Per contro, nei confronti delle società che apportano perdite fiscali, la Società consolidante iscrive un debito pari all'IRES sulla parte di perdita effettivamente compensata a livello di gruppo (la società consolidata rileva un credito verso la Società consolidante).

Inoltre, nei confronti delle società che apportano eccedenze di interessi passivi, eccedenze di interessi attivi oppure eccedenze di ROL, la Società consolidante iscrive un debito pari al 24% del 50% dell'eccedenza di interessi passivi o dell'eccedenza di interessi attivi o dell'eccedenza di ROL trasferita e compensata a livello di gruppo (in questi i casi, la società consolidata rileva un credito verso la Società consolidante).

Nello stato patrimoniale sono pertanto iscritti i crediti e i debiti verso la società consolidante derivanti dalla quantificazione dei vantaggi fiscali attribuiti e ricevuti.

La liquidazione dell'imposta avverrà a cura della Consolidante.

Le imposte anticipate e differite sono calcolate e accantonate sulla base delle differenze temporanee tra il valore attribuito a una determinata attività o passività secondo criteri civilistici e il valore attribuito ai fini fiscali, nel rispetto dei principi di prudenza e competenza temporale. La loro valutazione è effettuata tenendo conto della presumibile aliquota fiscale che si prevede la Società sosterrà nell'anno in cui tali differenze concorreranno alla formazione del risultato fiscale, considerando le aliquote in vigore o già emanate alla data di bilancio e vengono appostate rispettivamente nel "fondo imposte differite" iscritto nel passivo tra i fondi rischi e oneri e nella voce 5 ter) "crediti per imposte anticipate" dell'attivo circolante.

Le attività per imposte anticipate sono rilevate per tutte le differenze temporanee deducibili, in rispetto al principio della prudenza, se vi è la ragionevole certezza dell'esistenza negli esercizi in cui le stesse si riverseranno di un reddito imponibile non inferiore all'ammontare delle differenze che si andranno ad annullare.

Per contro, le imposte differite sono rilevate su tutte le differenze temporanee imponibili.

Le attività per le imposte anticipate, in ossequio alle disposizioni dell'art 2424 del Codice civile, sono indicate nello Stato Patrimoniale alla voce "Crediti per imposte anticipate" dell'attivo circolante, mentre le passività per imposte differite sono indicate tra i "Fondi per rischio e oneri" alla voce "Fondo per imposte differite". In Nota Integrativa è presentato un prospetto delle differenze temporanee che hanno comportato la rilevazione di imposte differite e anticipate, specificando l'aliquota applicata e le variazioni rispetto all'esercizio precedente, gli importi addebitati o accreditati a conto economico o a patrimonio netto e le voci escluse dal calcolo nonché l'ammontare delle imposte anticipate contabilizzate in bilancio attinenti a perdite dell'esercizio o di esercizi precedenti e l'ammontare delle imposte non ancora contabilizzate.

Le aliquote utilizzate per il calcolo delle imposte anticipate sono pari all'aliquota nominale IRES del 24% e, ove prevista, all'aliquota IRAP prevista dalle norme vigenti.

Il 22 dicembre 2022 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il testo della Direttiva 2022/2523/UE, che prevede il recepimento nella legislazione comunitaria della disciplina sulla tassazione minima globale ("Global Minimum Tax") prevista dal Pillar 2 elaborato dall'OCSE nell'ambito dell'Action 1 del progetto BEPS ("Base Erosion and Profit Shifting"). Tale Direttiva è stata recepita nell'ordinamento italiano dal Decreto Legislativo 27 dicembre 2023, n. 209, entrato in vigore il 29 dicembre 2023. L'obiettivo è quello di limitare la concorrenza fiscale dannosa tra gli Stati, fissando al 15% il livello minimo di tassazione effettiva a livello aggregato per singolo Stato a partire dal 2024. Il Gruppo ERG rientra nell'ambito applicativo della norma, la disciplina sulla tassazione minima globale ("Global Minimum Tax") ha avuto un impatto nel 2025 sul tax rate di alcuni paesi in cui opera la Società tramite le proprie Società Controllate (Bulgaria e Romania) ma non ha avuto impatto sull'aliquota fiscale media effettiva della società ERG Power Generation S.p.A. in quanto l'imposta è stata applicata a livello delle società controllate.

#### **RAPPORTI INFRAGRUPPO E CON PARTI CORRELATE**

Per quanto riguarda l'informativa relativa ai rapporti infragruppo e con le parti correlate si rimanda all'apposito capitolo inserito in calce alla presente Nota Integrativa.

Le operazioni intrattenute con la società controllante, e con le altre società del gruppo ERG sono effettuate alle normali condizioni di mercato.

#### **IMPEGNI, GARANZIE, PASSIVITÀ POTENZIALI E ATTIVITÀ POTENZIALI**

L'importo complessivo degli impegni, delle garanzie e delle passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale sono esposti in appositi paragrafi della presente Nota Integrativa.

Gli impegni rappresentano obbligazioni assunte dalla Società verso terzi che traggono origine da negozi giuridici con effetti obbligatori certi ma non ancora eseguiti da nessuna delle due parti. La categoria impegni comprende sia impegni di cui è certa l'esecuzione e il relativo ammontare sia impegni di cui è certa l'esecuzione ma non il relativo importo. L'importo degli impegni è il valore nominale che si desume dalla relativa documentazione. Qualora l'impegno non sia quantificabile se ne dà informativa in nota integrativa.

Le garanzie comprendono le garanzie, sia reali sia personali, prestate dalla Società. Tali garanzie sono quelle rilasciate dalla Società con riferimento ad un'obbligazione propria o altrui. Il relativo valore corrisponde al valore della garanzia prestata o se non determinata, alla migliore stima del rischio assunto alla luce della situazione esistente in quel momento.

Le passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale comprendono quelle ritenute probabili, ma il cui ammontare non può essere determinato se non in modo aleatorio ed arbitrario, e quelle ritenute possibili. Analogamente, nell'apposito paragrafo sono indicate le attività e gli utili potenziali ritenuti probabili che non sono stati rilevati in bilancio per il rispetto del principio della prudenza.

#### **FATTI INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO**

I fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio che evidenziano condizioni già esistenti alla data di riferimento del bilancio e che richiedono modifiche ai valori delle attività e passività, secondo quanto previsto dal principio contabile di riferimento, sono rilevati in bilancio, in conformità al postulato della competenza, per riflettere l'effetto che tali eventi comportano sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico alla data di chiusura dell'esercizio.

I fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio che indicano situazioni sorte dopo la data di bilancio, che non richiedono variazione dei valori di bilancio, secondo quanto previsto dal principio contabile di riferimento, in quanto di competenza dell'esercizio successivo, non sono rilevati nei prospetti del bilancio ma sono illustrati in nota integrativa, se ritenuti rilevanti per una più completa comprensione della situazione societaria. Il termine entro cui il fatto si deve verificare perché se ne tenga conto è la data di redazione del progetto di bilancio da parte degli Amministratori, salvo i casi in cui tra tale data e quella prevista per l'approvazione del bilancio da parte dell'Assemblea si verificano eventi tali da avere un effetto rilevante sul bilancio.

#### **SOCIETÀ CHE REDIGE IL BILANCIO CONSOLIDATO**

A partire dall'esercizio 2017, la Società ha optato per la redazione di un bilancio consolidato IAS, redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e regolati dall'Unione Europea.

# ANALISI DELLO STATO PATRIMONIALE

## ATTIVO

### IMMOBILIZZAZIONI (2.759.485 MIGLIAIA DI EURO)

#### Immobilizzazioni immateriali (5.934 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	Costi di impianto e di ampliamento	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo delle opere di ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Avviamento	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
<b>Costo storico</b>	22	14.751	616	3.754	1.860	3.610	24.613
Fondo per Ammortamenti	(22)	(10.520)	(610)	(3.003)	-	(3.609)	(17.764)
<b>SALDO AL 31.12.2024</b>	-	<b>4.231</b>	<b>6</b>	<b>751</b>	<b>1.860</b>	<b>1</b>	<b>6.849</b>
<b>Movimenti dell'esercizio:</b>							
Acquisizioni	-	1.044	-	-	821	-	1.865
Capitalizzazioni / riclassifiche	-	1.524	-	-	(1.714)	-	(190)
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(2.214)	(1)	(375)	-	-	(2.590)
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-
<b>Costo storico</b>	<b>22</b>	<b>17.319</b>	<b>616</b>	<b>3.754</b>	<b>967</b>	<b>3.544</b>	<b>26.222</b>
Fondo per Ammortamenti	(22)	(12.734)	(610)	(3.378)	-	(3.543)	(20.287)
<b>SALDO AL 31.12.2025</b>	-	<b>4.585</b>	<b>5</b>	<b>375</b>	<b>967</b>	<b>1</b>	<b>5.934</b>

Al 31 dicembre 2025 le immobilizzazioni immateriali ammontano complessivamente a 5.934 migliaia di Euro. Si riferiscono principalmente a software inerenti all'attività di commercializzazione di energia elettrica e l'attività di monitoraggio e controllo della produzione di energia, del consumo di energia e della trasmissione di energia destinati ad un impiego durevole ed attualmente in uso.

La voce altresì include 375 migliaia di Euro relativi al valore residuo al 31 dicembre 2025 dell'avviamento generato dalla fusione avvenuta con data efficacia 1° gennaio 2017 con ERG Renew S.p.A..

Le immobilizzazioni in corso, per 967 migliaia di Euro, si riferiscono principalmente allo sviluppo ed all'integrazione di sistemi e software gestionali, alle reti wireless e network dei parchi.

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e alle dismissioni sono riportati in tabella al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati.

**Immobilizzazioni materiali (2.759 migliaia di Euro)**

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
<b>Costo storico</b>	<b>1.227</b>	<b>322</b>	<b>6.332</b>	<b>2.928</b>	<b>119</b>	<b>10.928</b>
Rivalutazioni	-	-	-	-	-	-
Fondo per ammortamenti	(156)	(147)	(4.712)	(2.657)	-	(7.672)
Fondo per svalutazioni	(887)	(51)	-	-	-	(938)
<b>SALDO AL 31.12.2024</b>	<b>184</b>	<b>124</b>	<b>1.620</b>	<b>270</b>	<b>119</b>	<b>2.316</b>
<b>Movimenti dell'esercizio:</b>						
Acquisizioni	6	-	427	371	169	973
Capitalizzazioni / riclassifiche	-	-	119	190	(119)	190
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(32)	(10)	(488)	(189)	-	(719)
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-
<b>Costo storico</b>	<b>1.233</b>	<b>322</b>	<b>6.810</b>	<b>3.454</b>	<b>169</b>	<b>11.988</b>
Fondo per ammortamenti	(189)	(157)	(5.132)	(2.812)	-	(8.290)
Fondo per svalutazioni	(887)	(51)	-	-	-	(938)
<b>SALDO AL 31.12.2025</b>	<b>157</b>	<b>114</b>	<b>1.678</b>	<b>642</b>	<b>169</b>	<b>2.759</b>

Al 31 dicembre 2025 le immobilizzazioni materiali sono pari a 2.759 migliaia di Euro.

La voce "Attrezzature industriali e commerciali" include le strutture metalliche utilizzate nei magazzini di lavoro nonché le attrezzature varie per la manutenzione dei parchi eolici delle società controllate.

La voce "Altri beni" si riferisce principalmente a mobili, arredi, macchine elettroniche ed automezzi leggeri, altresì hardware (*videowall*) installati nel Centro di Controllo e *Bidding di Energy Management* per l'attività di vendita dell'energia elettrica, la gestione dinamica integrata del portafoglio di energia elettrica e l'attuazione del dispacciamento.

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni sono riportati al netto dei rispettivi fondi ammortamento.

## Immobilizzazioni finanziarie (2.750.791 migliaia di Euro)

### Partecipazioni (2.249.958 migliaia di Euro)

La voce accoglie prevalentemente le partecipazioni in imprese controllate dettagliate nella tabella seguente:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale (1) (2)	Patrimonio Netto (1) (2) (3)	Valore a bilancio
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	77.188	69.817
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	120	66.431	100.104
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	9.265	5.322
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	50	111.885	46.019
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	42.339	46.728
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	3.500	30.622	20.875
ERG Wind Bulgaria S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	50	21.012	32.178
ERG Wind Investments S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	97.046	481.158	363.839
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	21.388	22.706
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	119	18.142	18.570
Breva Wind S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	7.100	437.826	438.160
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	78,5%	78,5%	50	62.101	96.519
ERG Solar Holding S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	20	116.442	171.677
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	100	586	500
Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	20	47.999	51.242
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	20	2.501	2.920
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo (Italia)	99%	99%	20	250	25
ERG France Holding S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	209.551	243.186	260.095
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	118	88
ERG Windpark Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	(13.842)	60.969
ERG Germany Verwaltungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	39	25
ERG Spain Holdco S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	4	79.752	54.179
ERG UK Holding Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	0	34.500	25.914
ERG Poland Holding Sp. Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	10	26.759	28.509
EW Ormeta 2 sp Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	164.688	215.731	35.720
Corni Eolian SA	Costanza (Romania)	100%	100%	95.679	313.524	52.202
ERG USA Holding Inc	Wilmington, DE (USA)	100%	100%	0	275.392	245.045
<b>TOTALE PARTECIPAZIONI IN IMPRESE CONTROLLATE</b>						<b>2.249.950</b>

(1) Dati espressi in migliaia di Euro

(2) Il Capitale Sociale e il Patrimonio Netto delle società ERG UK Holding Ltd, ERG Sweden Holding AB, ERG Poland Holding Sp. Z.O.O., EW Ormeta 2 sp Z.O.O., Laski Wind Sp. Z.O.O., Corni Eolian SA ed ERG USA Holding Inc sono nella valuta locale.

(3) La società ERG USA Holding Inc è stata costituita in data 2 gennaio 2024, si indica nella tabella il Patrimonio Netto risultante dal reporting package al 31 dicembre 2024.

Nel corso del 2025 si rilevano principalmente le seguenti operazioni sulle partecipazioni detenute direttamente dalla Società ed iscritte nelle immobilizzazioni finanziarie:

- 27 agosto 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Poland Holding sp. z.o.o mediante incremento del capitale sociale per un importo pari a 198 migliaia di Euro;
- 17 ottobre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Wind Park Beteiligungs mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 750 migliaia di Euro;
- 11 novembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Wind Park Beteiligungs mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 48.050 migliaia di Euro;
- 26 novembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Poland Holding sp. z.o.o mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 27.178 migliaia di Euro;
- 10 dicembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Eolica Tirreno S.r.l. mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 22.300 migliaia di Euro;
- 10 dicembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG Sviluppo Italia S.r.l. mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 2.600 migliaia di Euro;
- 10 dicembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società Isab Energy Solare S.r.l. mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 500 migliaia di Euro;
- 15 dicembre 2025: aumento del valore della partecipazione della società ERG France Holding S.a.s. mediante incremento del capitale sociale per un importo pari a 19.000 migliaia di Euro.

Si segnalano le seguenti operazioni di razionalizzazione dell'assetto societario del Gruppo avvenute nel corso dell'esercizio 2025 nelle società controllate direttamente e indirettamente da ERG Power Generation S.p.A.:

- in data 2 e 22 settembre 2025 sono state perfezionate le fusioni per incorporazione delle società di diritto tedesco UGE Barkow Zwei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie e UGE Barkow Drei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie (le «Società Incorporate») in UGE Barkow GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie (la «Società Incorporante»);
- in data 7 novembre 2025 è stato iscritto, presso il competente Registro delle Imprese, l'accordo di recesso di ERG Wind Neunte GmbH, in qualità di General Partner di Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG (la "Società"), dal relativo partnership agreement con ERG Windpark Beteiligungs GmbH (il "Limited Partner"). Conseguentemente, a decorrere dal 31 ottobre 2025, la Società si è estinta e il Limited Partner è subentrato a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi della Società;
- in data 24 dicembre 2025, si è estinta la società ERG Hamburg Holding GmbH per effetto della fusione transfrontaliera in ERG Spain Holdco S.L.U..

Ai fini del Bilancio 2025 la Società ha proceduto a verificare la presenza di indicatori di perdita durevole di valore delle partecipazioni.

A tale fine sono stati considerati:

- sia fonti interne che esterne di informazione, tra cui indicatori di obsolescenza fisica e di incidentalità, cambiamenti nella stima della vita utile residua degli impianti, andamenti consuntivi rispetto alle attese, penalizzazioni tecnologiche, economiche o di mercato, penalizzazioni normative, incremento dei tassi;
- la distribuzione di dividendi nell'esercizio 2025 dalle società controllate a ERG Power Generation S.p.A. e più in generale la variazione delle rispettive posizioni finanziarie nette rispetto al precedente esercizio.

Si evidenzia che sulle partecipazioni di ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025 non risultano indicatori di svalutazioni a seguito degli impairment test di Gruppo, ad eccezione di quanto segue.

Per quanto riguarda la società Holding controllata in Spagna, si evidenzia che negli ultimi esercizi il contesto di riferimento relativamente al settore del solare, è stato caratterizzato da un'ampia volatilità dell'andamento dei prezzi dell'energia ed un'incertezza nella proiezione futura degli scenari economici e di mercato, e nell'evoluzione del settore delle rinnovabili e del grado di penetrazione delle fonti RES nel medio-lungo termine. In considerazione di tale contesto, e in coerenza con l'approccio già adottato in sede di Bilancio 2024, ai fini della determinazione del valore recuperabile, si è fatto ricorso al *Fair Market Value*, a riscontro delle valutazioni effettuate è stato inoltre richiesto un esercizio di valutazione ad un terzo indipendente, che ha confermato le valutazioni effettuate dal Gruppo. Il *fair value* è stato classificato come Livello 3, in considerazione della natura e della significatività dei parametri utilizzati nelle tecniche di valutazione applicate.

L'aggiornamento delle suddette valutazioni, effettuato alla luce delle più recenti evidenze di mercato, ha rilevato una riduzione del valore recuperabile degli asset solari spagnoli, riconducibile da una parte al perdurare di uno scenario economico sfavorevole che, nel corso dell'ultimo esercizio, ha visto in particolare l'amplinarsi del fenomeno dei prezzi negativi, e dall'altra ad un ridimensionamento dei livelli produttivi di alcuni asset, in particolare quelli oggetto di acquisizioni meno recenti. In considerazione della già commentata volatilità non è stata inoltre considerata nei piani prospettici alcuna iniziativa di sviluppo tra quelle attualmente all'attenzione del Gruppo. Alla luce di tali elementi, il valore recuperabile della CGU è risultato inferiore al valore contabile di iscrizione della partecipazione, pertanto è stato allineato il valore della partecipazione apportando una svalutazione pari a 37 milioni di Euro.

In considerazione dell'intenzione del Gruppo ERG di procedere con la cessione dei propri assets in Svezia (vendita finalizzata nel mese di gennaio 2026), ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si è proceduto a classificare nel presente Bilancio di Esercizio la partecipazione in oggetto nell'Attivo Circolante, iscrivendola al costo rettificato dalla svalutazione effettuata per allinearla all'effettivo prezzo di vendita al netto dei costi di dismissione.

Gli eventuali maggiori valori di iscrizione secondo il criterio del costo storico rispetto alle quote del patrimonio netto di competenza delle Società, sono motivati dalle prospettive reddituali future delle partecipate che ne confermano la recuperabilità, pur tenendo conto delle incertezze indicate nella sezione relativa all'uso di stime nel paragrafo "Principi generali di redazione del bilancio".

Alla data di redazione del presente Bilancio, successivamente al 31 dicembre 2025, si sono verificati alcuni eventi di natura esogena potenzialmente idonei a influenzare il contesto macroeconomico e il settore energetico di riferimento, in particolare:

- l'emanazione del Decreto-Legge 21 del 20 febbraio 2026 (c.d. DL Energia/Bollette) e
- l'inizio del conflitto armato nel settore medio-orientale.

Il DL Energia/Bollette ha l'obiettivo dichiarato di contenere i prezzi dell'energia elettrica e del gas a favore di famiglie e imprese, mediante interventi sui meccanismi di formazione dei prezzi e tramite misure di carattere fiscale a carico degli operatori del settore energetico. Tali interventi potrebbero determinare effetti indiretti e potenzialmente negativi sui ricavi e sulle marginalità degli operatori del comparto rinnovabili, in particolare attraverso una possibile riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia (PUN).

Alla data di redazione del presente Bilancio, gli effetti economici del Decreto non risultano direttamente e attendibilmente quantificabili, in quanto:

- alcune misure richiedono un coordinamento e un recepimento a livello europeo (in particolare in relazione al sistema ETS e ai meccanismi di mercato);
- il Decreto è soggetto al processo di conversione in legge, con possibili modifiche del perimetro e dell'intensità degli interventi;
- l'impatto sui flussi di cassa prospettici dipende da variabili esogene (prezzi delle commodities, dinamiche concorrenziali, comportamenti dei clienti) non isolabili e determinabili in modo puntuale.

Parallelamente, il conflitto in corso in Medio Oriente rappresenta un ulteriore fattore di incertezza macroeconomica. Secondo le analisi di mercato, tale evento ha già prodotto effetti immediati di incremento e volatilità dei prezzi dell'energia, ma l'evoluzione degli impatti nel breve, medio e lungo periodo risulta altamente incerta e dipendente da sviluppi geopolitici non prevedibili alla data attuale. Nel breve-medio termine, tali dinamiche internazionali potrebbero generare effetti anche di segno opposto rispetto a quelli ipotizzabili in relazione al DL Energia/Bollette. Ai fini dell'Impairment Test, il Gruppo determina generalmente il valore recuperabile delle Cash Generating Units sulla base di piani industriali e flussi di cassa prospettici di lungo periodo, coerenti con la vita utile degli asset sottostanti, che in taluni casi si estende su orizzonti temporali significativamente superiori ai venti anni. In tale contesto, gli effetti potenzialmente opposti dei due eventi sopra descritti, unitamente all'elevato grado di incertezza che li caratterizza, non consentono, alla data di redazione del bilancio, una determinazione attendibile di un impatto specifico e strutturale sui flussi di cassa utilizzati per la stima del valore recuperabile.

In coerenza con quanto previsto dall'OIC9 e dallo IAS 36, le assunzioni utilizzate nei test di impairment del Gruppo riflettono le migliori stime del management al 31 dicembre 2025, basate su informazioni ragionevoli e supportabili, senza incorporare effetti futuri la cui probabilità di accadimento o il cui impatto economico non siano determinabili in modo attendibile.

In tale ambito, il management ritiene che le analisi di sensitività effettuate sui prezzi dell'energia, e in particolare lo scenario che ipotizza una riduzione dei ricavi complessivi di vendita dell'energia pari al 5% rispetto ai valori di riferimento, possano includere, sebbene in modo indicativo, i potenziali effetti economici, indiretti e non puntualmente quantificabili, riconducibili alle misure introdotte dal DL Energia/Bollette.

Per contro, come già evidenziato, il conflitto geopolitico in corso potrebbe determinare, almeno nel breve periodo, dinamiche sui prezzi dell'energia di segno opposto, caratterizzate da incrementi e da una maggiore volatilità, la cui evoluzione nel medio-lungo termine risulta allo stato attuale non prevedibile in modo attendibile.

### Crediti (500.833 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti finanziari immobilizzati verso imprese controllate	498.227	1.533.625
Crediti finanziari immobilizzati verso altri	2.606	1.020
<b>Totale</b>	<b>500.833</b>	<b>1.534.645</b>

La voce "Crediti finanziari immobilizzati verso imprese controllate" include i crediti per finanziamenti verso le società del Gruppo controllate direttamente ed indirettamente e di seguito vengono commentati i principali scostamenti della voce rispetto allo scorso esercizio.

Nel corso dell'esercizio 2025 è stato concesso un nuovo finanziamento in favore della società Green Vicari S.r.l. per un ammontare massimo fino a 30 milioni di Euro per il completamento del progetto Storage che ha ottenuto il Certificato di Accettazione Provvisoria (PAC) in data 29 ottobre 2025.

Sono stati incrementati gli importi dei seguenti principali finanziamenti in favore di:

- ERG France Holding S.a.s. per circa 81,5 milioni di Euro principalmente per il rimborso del finanziamento bancario in capo alla società francese C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès (circa 61 milioni di Euro);
- ERG UK Holding Limited per circa 130,3 milioni di Euro per il completamento di un parco in costruzione e per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di BayWa r.e. (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.

Sono state effettuate le seguenti rinunce di credito in favore di:

- ERG Sviluppo Italia S.r.l. di 2,6 milioni di Euro in data 10 dicembre 2025;
- Isab Energy Solare S.r.l. di 0,5 milioni di Euro in data 10 dicembre 2025;
- ERG France Holding S.a.s. di 19 milioni di Euro in data 15 dicembre 2025.

Sono stati chiusi i seguenti finanziamenti con le seguenti società:

- ERG USA Holding Inc;
- Andromeda PV S.r.l.;
- ERG Wind Energy S.r.l.;
- Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG il cui finanziamento è stato trasferito alla società ERG Windpark Beteiligungs GmbH per effetto della fusione per collasso in data 7 novembre 2025.

In considerazione dell'intenzione del Gruppo ERG di procedere con la cessione dei propri assets in Svezia (vendita finalizzata nel mese di gennaio 2026), ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si è proceduto a riclassificare nell'attivo circolante il saldo del credito finanziario al 31 dicembre 2025 nei confronti di ERG Sweden Holding AB nell'Attivo Circolante (20 milioni di Euro).

Inoltre, in previsione della conversione di parte o dell'intero ammontare del credito finanziario in versamento in conto capitale a favore di alcune

società controllate decisa dal Management a fine 2025 e la cui finalizzazione è prevista nel 2026, la Società ha provveduto a riclassificare 1.020.970 migliaia di Euro di crediti finanziari immobilizzati nell'attivo circolante.

La seguente tabella riepiloga per ciascuna società gli importi riclassificati nell'attivo circolante:

**(migliaia di Euro)**

ERG France Holding S.a.s.	320.000
ERG UK Holding Ltd	403.000
ERG Spain Holdco S.L.U.	150.000
ERG Windpark Beteiligungs GmbH	55.000
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	46.651
Ginestra S.r.l.	46.319
<b>Totale</b>	<b>1.020.970</b>

Nel dettaglio si fornisce un riepilogo dei crediti finanziari per Paese di appartenenza delle società controllate.

**(migliaia di Euro)**

	31/12/2025	31/12/2024
Polonia	85.179	106.728
Francia	93.067	382.032
Germania	46.321	125.558
Regno Unito	84.301	367.558
Italia	162.799	293.791
Svezia	-	83.441
Spagna	26.560	174.458
Stati Uniti	-	57
<b>Totale</b>	<b>498.227</b>	<b>1.533.625</b>

Tutti i finanziamenti sono a titolo oneroso e la seguente tabella riepiloga per ogni società i tassi applicati (in linea con quelli di mercato):

Società	Paese	Tasso applicato
EW Orneta 2	Polonia	Euribor 12 mesi più 305 basis points
ERG Poland Holding sp. z o.o.	Polonia	Euribor 12 mesi più 305 basis points
ERG France Holding S.a.s.	Francia	Euribor 6 mesi più 260 basis points
Wind Park Linda GmbH & Co. KG	Germania	Euribor 12 mesi più 200 basis points
ERG Windpark Beteiligungs GmbH	Germania	Euribor 12 mesi più 305 basis points
ERG UK Holding Ltd	Gran Bretagna	Euribor 12 mesi più 250 basis points
ERG Spain Holdco S.L.U.	Spagna	Euribor 12 mesi più 260 basis points
Isab Energy Solare S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 305 basis points
Ginestra S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 305 basis points
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
Green Vicari S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 270 basis points
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Wind Energy S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 270 basis points
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Italia	Euribor 12 mesi più 260 basis points

La voce "Crediti immobilizzati verso altri" è costituita principalmente da crediti verso ECC – European Commodity Clearing relativo al *margin deposit* sul *fair value* dei contratti stipulati (Futures) per un importo pari a 1.040 migliaia di Euro, da crediti per 983 migliaia di Euro relativi all'acquisizione di un nuovo progetto ed in via residuale da depositi cauzionali versati a fornitori.

## ATTIVO CIRCOLANTE (1.372.191 MIGLIAIA DI EURO)

### Rimanenze (21.399 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Rimanenze parti di ricambio	18.269	16.874
Fondo svalutazione rimanenze	(1.685)	(1.717)
<b>Totale</b>	<b>16.584</b>	<b>15.156</b>
Rimanenze lavori in corso su ordinazione	4.815	5.758
<b>Totale</b>	<b>21.399</b>	<b>20.914</b>

La voce "Rimanenze parti di ricambio" al netto del suo fondo svalutazione magazzino è pari a 16.584 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025 e riflette il valore delle parti di ricambio necessarie per lo svolgimento della propria attività di manutenzione degli aerogeneratori, delle turbine eoliche e degli impianti fotovoltaici.

La variazione in lieve aumento della voce al 31 dicembre 2025 rispetto al 31 dicembre 2024 è da attribuire principalmente all'incremento delle scorte di spare parts delle WTG per rotture, obsolescenza e tempi lunghi di consegna. Il fondo svalutazione rimanenze al 31 dicembre 2025 è ritenuto espressivo della diminuzione di funzionalità di una parte del magazzino ricambi.

La voce "Rimanenze lavori in corso su ordinazione nel Bilancio 2025 include i lavori relativi al progetto Repowering, in particolare, comprende la variazione di periodo dei costi di ingegneria, dei servizi da terzi, degli oneri accessori, inclusi i costi del personale interno sostenuti per la realizzazione dei progetti di Repowering al netto dei riaddebiti effettuati alle società controllate proprietarie degli impianti eolici. La voce è in diminuzione rispetto all'esercizio 2024 principalmente per effetto del riaddebito alla controllata ERG Wind Energy S.r.l. di tutti i costi sospesi relativi alle attività di repowering dei parchi eolici di Greci/Montaguto e Carlentini 1 e Carlentini 2 per 1,9 milioni di Euro.

### Crediti (1.149.780 migliaia di Euro)

Il riepilogo dei crediti è il seguente:

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti verso clienti	32.648	45.477
Crediti verso imprese controllate	1.063.682	12.181
Crediti verso imprese controllanti	26	6.971
Crediti tributari	19.240	13.059
Imposte anticipate	4.123	4.315
Crediti verso altri	30.062	68.884
<b>Totale</b>	<b>1.149.780</b>	<b>150.887</b>

### Crediti verso clienti (32.648 migliaia di Euro)

I crediti verso clienti sono costituiti principalmente da:

- crediti relativi alla vendita di energia elettrica prodotta dai parchi eolici e fotovoltaici italiani delle proprie controllate e verso GME per 5.540 migliaia di Euro;
- crediti relativi alla vendita di energia elettrica afferente ai contratti di *Power Purchase Agreement* per 18.807 migliaia di Euro;
- crediti relativi alla vendita di energia elettrica verso clienti grossisti 7.801 migliaia di Euro.

I crediti verso clienti al 31 dicembre 2025 sono, per la maggior parte, verso clienti nazionali ed esigibili entro l'esercizio successivo.

Si precisa che il fondo svalutazione crediti di 2.928 migliaia di Euro stanziato negli anni precedenti, è stato integralmente utilizzato nel corso del 2025 a fronte dello stralcio di un credito riveniente da anni passati.

### Crediti verso imprese controllate (1.063.682 migliaia di Euro)

La voce si compone principalmente come segue:

- crediti commerciali per 22.482 migliaia di Euro, principalmente riconducibili alle prestazioni rese e non ancora incassate nell'ambito dei contratti di *Operation & Maintenance* e di *B.o.P.* sui parchi eolici e solari delle proprie controllate italiane. La voce include altresì le prestazioni riaddebitate a tutte le società controllate nell'ambito del contratto del service amministrativo-societario.
- altri crediti diversi per 150 migliaia di Euro, relativi a riaddebiti vari (92 migliaia di Euro) ed ai crediti verso società controllate per l'IVA di gruppo (58 migliaia di Euro). Si ricorda che, con decorrenza 1° gennaio 2022, la ERG Power Generation S.p.A. opera come società controllante nell'ambito della procedura di liquidazione dell'I.V.A. di gruppo ai sensi dell'art. 73 del D.P.R. n. 633 del 26/10/1972 e al D.M. 13 dicembre 1979.
- crediti finanziari verso la controllata ERG Sweden Holding AB pari a 20.081 migliaia di Euro (come descritto nel paragrafo "Immobilizzazioni finanziarie – Crediti" della presente Nota Integrativa). Si evidenzia che in data 30 aprile 2025 la Società ha effettuato una rinuncia di credito in favore di ERG Sweden Holding AB di 64 milioni;
- crediti finanziari verso le controllate ERG France Holding S.a.s. (320.000 migliaia di Euro); ERG UK Holding Ltd (403.000 migliaia di Euro), ERG Spain Holdco S.L.U. (150.000 migliaia di Euro), ERG Windpark Beteiligungs GmbH (55.000 migliaia di Euro), ERG Eolica Tirreno S.r.l. (46.651 migliaia di Euro) e Ginestra S.r.l. (46.319 migliaia di Euro), come descritto nel paragrafo "Immobilizzazioni finanziarie – Crediti";
- si evidenzia che in data 10 dicembre 2025 la Società ha effettuato una rinuncia di credito in favore di ERG Eolica Tirreno S.r.l. di 22.300 migliaia di Euro.

### Crediti verso imprese controllanti (26 migliaia di Euro)

I crediti commerciali verso la controllante diretta ERG S.p.A., pari a 26 migliaia di Euro, sono relativi a riaddebiti di costi di service HSE quarto trimestre 2025.

Al 31 dicembre 2024, la voce si riferiva principalmente al credito IRES vantato verso la controllante diretta ERG S.p.A. per la remunerazione delle perdite fiscali pregresse e degli interessi attivi trasferiti al Consolidato Fiscale del Gruppo ERG (per 6.695 migliaia di Euro).

### Crediti tributari (19.240 migliaia di Euro)

Tale voce include principalmente:

- il credito verso l'Erario per IVA di gruppo pari a 17.676 migliaia di Euro;
- il credito verso l'Erario per IRAP pari a 760 migliaia di Euro;
- i crediti su accise energia elettrica e gas per 359 migliaia di Euro;
- l'importo chiesto a rimborso relativo alla verifica fiscale dell'anno 2004 per 55 migliaia di Euro;
- l'importo include altresì imposte versate in pendenza di giudizio dall'incorporata ISAB Energy Services S.p.A. (171 migliaia di Euro).

L'incremento della voce rispetto all'esercizio precedente è principalmente legato al fatto che nell'esercizio 2024 era stato anticipato l'incasso di parte del credito IVA attraverso operazioni di factoring con un istituto bancario.

### Imposte anticipate (4.123 migliaia di Euro)

Le imposte anticipate sono relative all'effetto fiscale sulle differenze temporanee deducibili che si riverseranno nei prossimi esercizi. Si presenta di seguito la composizione delle principali differenze temporanee e del relativo effetto fiscale:

(migliaia di Euro)	31/12/2025		31/12/2024	
	Ammontare delle differenze temporanee	Effetto fiscale	Ammontare delle differenze temporanee	Effetto fiscale
Svalutazione magazzino	1.685	486	1.717	495
Altri Fondi	3.858	1.026	4.271	1.147
Altre variazioni IRES	9.669	2.517	8.960	2.331
Strumenti derivati	329	95	1.186	342
<b>TOTALE</b>	<b>15.540</b>	<b>4.123</b>		<b>4.315</b>

Il mantenimento della fiscalità differita attiva nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2025 è supportato da ragionevoli elementi di certezza in ordine alla sua recuperabilità negli esercizi di atteso riversamento.

Tale presupposto trova il suo principale fondamento nell'adesione al regime di consolidato fiscale con la controllante ERG S.p.A., in considerazione degli imponibili fiscali attesi a livello di Gruppo.

L'azzeramento delle imposte anticipate calcolate sulla perdita fiscale maturata nel 2022 è dovuto all'utilizzo della stessa nell'ambito della fiscal unit ERG per l'abbattimento del reddito imponibile di gruppo 2025.

Si segnala che il D.L. 21/2026 (cd. Decreto Bollette) prevede, per i periodi d'imposta 2026 e 2027, un incremento di due punti percentuali dell'aliquota IRAP applicabile alle imprese operanti nel settore energetico. Tale disposizione non determina effetti rilevanti sul bilancio della Società.

### Crediti verso altri (30.062 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Crediti verso GME	40	40
Crediti Legge 488/1992	26.149	25.233
Crediti diversi	3.873	43.611
<b>Totale</b>	<b>30.062</b>	<b>68.884</b>

La voce "Crediti Legge 488/1992" include altresì crediti per 26.149 migliaia di Euro nei confronti di Engie riferiti al recupero di rivalutazione ed interessi sulle erogazioni della Legge 488/1992, derivanti dalla società ERG Renew S.p.A. incorporata dal 1° gennaio 2017. L'incremento di 0,9 milioni di Euro è relativo all'adeguamento del credito per gli importi relativi agli interessi maturati in capo alle società controllate sui valori oggetto del in contenzioso.

La voce "crediti diversi" nel 2024 accoglieva prevalentemente investimenti in Time Deposit per 25.798 migliaia di Euro, il credito relativo ad "overnight deposit account" per 16.856 migliaia di Euro; nel 2025 la voce comprende principalmente il credito relativo ad "overnight deposit account" per 2.812 migliaia di Euro, anticipi commerciali ed altre poste minori. Si precisa che i "crediti diversi" sono presentati al netto di una svalutazione iscritta in considerazione dell'incertezza relativa alle condizioni di esigibilità dei crediti in oggetto.

## Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (190.130 migliaia di Euro)

### Partecipazione in imprese controllate (50.085 migliaia di Euro)

Al 31 dicembre 2025, la voce è costituita dalla partecipazione in ERG Sweden Holding AB per importo pari a 50,1 milioni di Euro. In considerazione della decisione del Gruppo ERG di procedere con la cessione dei propri assets in Svezia (vendita finalizzata poi nel mese di gennaio 2026), ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si è proceduto a classificare nel presente Bilancio di Esercizio la suddetta partecipazione nella voce in oggetto iscritta nell'Attivo Circolante.

Nel corso del 2025, si rilevano i seguenti movimenti relativi alla partecipazione in oggetto:

- 30 aprile 2025: aumento del valore della partecipazione mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 64 milioni di Euro;
- 23 dicembre 2025: aumento del valore della partecipazione mediante versamento in conto capitale sociale per un importo pari a 10 milioni di Euro;
- al 31 dicembre 2025 svalutazione della partecipazione per circa 37 milioni di Euro per allinearne il valore di presumibile realizzo, coincidente con il prezzo di vendita al netto dei costi associati alla vendita stessa. Si precisa che nel determinare il prezzo di vendita della partecipazione si è tenuto conto di quanto riconosciuto alla società dell'acquirente (71 milioni di Euro), del valore dei crediti vantati da ERG Power Generation (20 milioni di Euro) verso la società e dei costi accessori alla vendita (circa 1 milione di Euro).

### Strumenti finanziari derivati attivi (19.259 migliaia di Euro)

La voce accoglie gli strumenti finanziari derivati con *fair value* positivo alla data di valutazione, in particolare generato dall'impatto netto positivo della valorizzazione al 31 dicembre 2025 degli strumenti derivati di copertura e del *Virtual Power Purchase Agreement* con *fair value* positivo.

Nel seguito si espone il *fair value* positivo suddiviso per data di delivery:

(migliaia di Euro)	entro 12 mesi	entro 5 anni	oltre 5 anni
Strumenti finanziari derivati attivi	5.112	2.631	11.516

### Attività finanziarie per la gestione accentrata della tesoreria verso controllante (120.011 migliaia di Euro)

La voce, pari a 120.011 migliaia di Euro, esprime il saldo, al 31.12.2025, della posizione finanziaria verso la controllante diretta ERG S.p.A nel rapporto di cash pooling "zero balance". La Società ha conferito ad ERG S.p.A. il mandato esclusivo con rappresentanza affinché la società mandataria intrattenga, in nome e per conto della società mandante, un sistema di cash pooling "zero balance" con la banca Unicredit S.p.A.. Attraverso il cash pooling, si realizza quotidianamente, con pari valuta il trasferimento di ogni operazione registrata sui conti correnti bancari della società mandante sul conto corrente intestato alla società mandataria presso la stessa banca, azzerando così a fine giornata il saldo del conto corrente della società mandante.

L'incremento della voce rispetto all'esercizio precedente è principalmente connesso all'aumento del flusso finanziario generato dall'attività operativa delle società controllate italiane.

### Attività finanziarie per la gestione accentrata della tesoreria verso controllate (776 migliaia di Euro)

La voce si riferisce agli interessi maturati al 31 dicembre 2025 principalmente verso le società controllate ERG UK Holding Limited (620 migliaia di Euro) ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH (95 migliaia di Euro).

### Disponibilità liquide (10.882 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Depositi bancari e postali	10.882	12.338
<b>Totale</b>	<b>10.882</b>	<b>12.338</b>

La voce include saldi attivi dei conti correnti bancari, il cui valore contabile ne rappresenta il valore di presumibile realizzo.

### Ratei e risconti (5.233 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Risconti attivi altri	5.215	6.714
Risconti attivi premi assicurativi	17	23
Risconti attivi canoni diversi	1	1
Ratei attivi altri	-	19
<b>Totale</b>	<b>5.233</b>	<b>6.756</b>

Nell'esercizio 2025, la voce "Risconti attivi altri" accoglie principalmente i costi per le garanzie di origine acquistate dalle società eoliche e solari controllate e non ancora rivendute al 31 dicembre 2025 ed i costi di manutenzione e di altre prestazioni pagati nell'esercizio e di competenza dell'esercizio successivo.

Presentiamo di seguito la classificazione stimata per scadenza delle principali poste iscritte nell'attivo:

	entro 12 mesi	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
<b>Crediti nelle immobilizzazioni finanziarie</b>				
- verso controllate		498.227		498.227
- verso altri	1.041	1.565		2.606
<b>Crediti nell'attivo circolante</b>				
- verso clienti	32.648			32.648
- verso controllate	1.063.682			1.063.682
- verso imprese controllanti	26			26
- imposte anticipate	98	3.549	476	4.123
- verso l'erario	19.240			19.240
- verso altri	3.870	26.191		30.062
<b>Totale</b>	<b>1.120.605</b>	<b>529.533</b>	<b>476</b>	<b>1.650.614</b>

## PASSIVO

### PATRIMONIO NETTO (3.555.982 MIGLIAIA DI EURO)

#### Capitale sociale (100.000 migliaia di Euro)

Il capitale sociale al 31 dicembre 2016, interamente versato, era composto da n. 600.000 azioni del valore nominale di 10 Euro cadauna per un totale di 6.000 migliaia di Euro, era detenuto interamente da ERG S.p.A..

Con l'atto di fusione del 21 dicembre 2016 in particolare aveva avuto piena esecuzione la delibera dell'Assemblea del 18 novembre 2016, che aveva previsto, con efficacia dal 1° gennaio 2017, un aumento del capitale sociale dell'incorporante ERG Power Generation S.p.A. per un ammontare complessivo di 94.000.000 di Euro, con emissione di numero 9.400.000 azioni di nuova emissione da nominali Euro 10 cadauna, assegnate alla società ERG S.p.A., unico socio della società incorporante.

Al 31 dicembre 2025 il capitale sociale ammonta a 100.000 migliaia di Euro.

#### Riserva sovrapprezzo azioni (7.000 migliaia di Euro)

L'assemblea del 20 giugno 2014 della Società aveva deliberato di aumentare il capitale sociale da 5.000 migliaia di Euro a 6.000 migliaia di Euro e cioè per 1.000 migliaia di Euro mediante emissione di 100.000 azioni da nominali 10 Euro con sovrapprezzo di 7.000 migliaia di Euro quale corrispettivo dell'apporto del ramo d'azienda della "Business Unit Power" avvenuto in data 1° luglio 2014.

#### Riserva di rivalutazione (2.221 migliaia di Euro)

Le riserve di rivalutazione, per importo pari a 37 migliaia di Euro erano state migrate a seguito della fusione di ISAB Energy Services S.r.l. in data 1° gennaio 2015; a sua volta derivavano dall'operazione di scissione da ERG Nuove Centrali S.p.A. in data 1° luglio 2007 proporzionalmente al patrimonio netto al 30 giugno 2007 della stessa, trasferito con scissione.

Il D.L. 104/2020 ("Decreto Agosto") ha reintrodotta la possibilità di operare la rivalutazione dei beni d'impresa e di operare il c.d. «riallineamento» dei disallineamenti tra i valori civilistici e fiscali. Successivamente la legge di Bilancio per il 2021 ha esteso la possibilità di effettuare il riallineamento dei valori fiscali a quelli civilistici anche all'avviamento e alle altre attività immateriali. La Società ha deciso di riallineare l'avviamento iscritto nel bilancio di esercizio 2020 ed ha di conseguenza vincolato una parte delle riserve di utili portati a nuovo in una apposita riserva, per 2.185 migliaia di Euro, corrispondente al valore del riallineamento operato al netto dell'imposta sostitutiva dovuta. L'importo delle riserve di rivalutazione risulta interamente in sospensione d'imposta.

#### Riserva legale (20.000 migliaia di Euro)

La riserva legale è stata costituita nel 2012 a seguito della delibera adottata dall'Assemblea ordinaria degli Azionisti del 16 aprile 2012 che ha approvato il bilancio per l'esercizio 2011.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 22 aprile 2015 aveva approvato il bilancio dell'esercizio 2014 ed ha deliberato di accantonare a riserva il 5% dell'utile consuntivato nel periodo per un ammontare pari a 632 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 21 aprile 2016 aveva approvato il bilancio dell'esercizio 2015 ed ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 507 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 19 aprile 2017 ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 3.838 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 19 aprile 2018 ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 3.924 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 16 aprile 2019 ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 3.034 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 20 aprile 2020 ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 5.829 migliaia di Euro.

L'assemblea degli azionisti tenutasi il 22 aprile 2021 ha deliberato di accantonare a riserva un ammontare pari a 2.174 migliaia di Euro.

La Riserva legale risulta pertanto di un ammontare complessivo equivalente ad un quinto del capitale sociale.

### Altre riserve (2.477.400 migliaia di Euro)

La voce altre riserve è costituita dal versamento in conto capitale effettuato dalla controllante ERG S.p.A. per un importo pari in totale a 1.858.733 migliaia di Euro, di cui 261.733 migliaia di Euro nell'esercizio 2015 e 700.000 migliaia di Euro a luglio 2016, a seguito della decisione da parte di Erg S.p.A. di effettuare un versamento in conto capitale a favore di ERG Power Generation S.p.A. ed estinguere il finanziamento in essere tra ERG S.p.A. ed ERG Power Generation S.p.A. mediante compensazione.

La voce è inoltre costituita dal versamento in conto capitale effettuato dalla controllante ERG S.p.A. per un importo pari in totale a 350 milioni di Euro deliberato in data 15 ottobre 2020.

Al fine di rafforzare la struttura patrimoniale/finanziaria della ERG Power Generation S.p.A., il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. aveva deliberato in data 11 novembre 2022 di rinunciare ad una parte del credito derivante dalla Linea di Credito di 517 milioni di Euro, e convertire lo stesso in un versamento in conto capitale per pari importo.

Al fine di rafforzare ulteriormente la struttura patrimoniale e finanziaria di ERG Power Generation S.p.A., la controllante ERG S.p.A., in data 30 marzo 2023, aveva deciso di rinunciare ad una parte del credito derivante dalla linea di credito in essere, pari a 30 milioni di Euro e convertire lo stesso in un versamento in conto capitale a favore di ERG Power Generation S.p.A..

Le Altre Riserve sono altresì composte dalla riserva straordinaria nella quale sono stati accantonati 5.830 migliaia di Euro derivanti dalla riduzione di capitale sociale avvenuta nell'esercizio 2011, dall'avanzo di fusione per un importo pari a 5.855 migliaia di Euro relativo alla fusione per incorporazione di ISAB Energy Services S.r.l. in data 1° gennaio 2015.

La voce in oggetto include inoltre un importo pari a 606.980 migliaia di Euro relativo per 607.050 migliaia di Euro al patrimonio netto delle società ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operation & Maintenance S.r.l. incorporate in ERG Power Generation S.p.A. a far data dal 1° gennaio 2017 e per 70 migliaia di Euro alla riclassifica dalla voce Utili a nuovo degli utili e perdite portate a nuovo delle branch eliminate dalla Società a far data dal 1° gennaio 2018.

La restante quota è costituita da diverse riserve di importo non significativo (2 migliaia di Euro) che erano confluite nella società a seguito della fusione per incorporazione di ISAB Energy Services S.r.l. in data 1° gennaio 2015. Tale importo risulta in sospensione d'imposta.

### Riserva per operazioni di copertura dei flussi finanziari attesi (488 migliaia di Euro)

Tale voce accoglie le variazioni di *fair value* della componente efficace degli strumenti finanziari derivati di copertura aperti alla data di redazione del bilancio al netto degli effetti fiscali differiti.

### Utili a nuovo (905.956 migliaia di Euro)

La voce include gli utili e le perdite portati a nuovo relativi agli esercizi precedenti.

Si evidenzia che in data 11 dicembre 2025 l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato la distribuzione, di 70.000 migliaia di Euro di Utili portati a nuovo a favore dell'Azionista unico ERG S.p.A..

Si presenta di seguito il prospetto delle variazioni delle voci del patrimonio netto della Società intervenute negli ultimi tre esercizi:

(Euro)

	Capitale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserve di rivalutazione	Riserva legale	Altre riserve	Riserva cash flow hedge	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile (perdita) del periodo	Totale Patrimonio Netto
<b>SALDO AL 31.12.2022</b>	<b>100.000</b>	<b>7.000</b>	<b>2.221</b>	<b>20.000</b>	<b>2.447.400</b>	<b>(120.893)</b>	<b>454.100</b>	<b>368.329</b>	<b>3.278.158</b>
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	(50.000)	-	(50.000)
Destinazione del risultato anno precedente	-	-	-	-	-	-	368.329	(368.329)	-
Versamenti in conto capitale	-	-	-	-	30.000	-	-	-	30.000
Risultato di esercizio	-	-	-	-	-	-	-	153.668	153.668
<b>Saldo al 31.12.2023</b>	<b>100.000</b>	<b>7.000</b>	<b>2.221</b>	<b>20.000</b>	<b>2.477.400</b>	<b>2.404</b>	<b>772.429</b>	<b>153.668</b>	<b>3.535.123</b>
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	(60.000)	-	(60.000)
Destinazione del risultato anno precedente	-	-	-	-	-	-	153.668	(153.668)	-
Versamenti in conto capitale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	3.729	-	-	3.729
<b>Saldo al 31.12.2024</b>	<b>100.000</b>	<b>7.000</b>	<b>2.221</b>	<b>20.000</b>	<b>2.477.400</b>	<b>6.133</b>	<b>866.097</b>	<b>109.859</b>	<b>3.588.711</b>
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	(70.000)	-	(70.000)
Destinazione del risultato anno precedente	-	-	-	-	-	-	109.859	(109.859)	-
Versamenti in conto capitale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	(5.645)	-	-	(5.645)
Risultato di esercizio	-	-	-	-	-	-	-	42.916	42.916
<b>Saldo al 31.12.2025</b>	<b>100.000</b>	<b>7.000</b>	<b>2.221</b>	<b>20.000</b>	<b>2.477.400</b>	<b>488</b>	<b>905.956</b>	<b>42.916</b>	<b>3.555.982</b>

La seguente tabella elenca le voci di patrimonio netto ed indica per ognuna la possibile destinazione, nonché gli eventuali vincoli di natura fiscale.

(migliaia di Euro)	Importo	Possibilità di utilizzo	Quota disponibile	Quota in sospensione d'imposta
Capitale sociale	100.000	-	-	3.009
Riserve di rivalutaz.	2.221	A,B,C	2.221	2.221
Riserva di sovrapprezzo azioni	7.000	A,B,C	7.000	
Riserva legale	20.000	B	20.000	
Altre riserve/Versamento in conto capitale	1.858.733	A,B,C	1.858.733	
Altre riserve	11.687	A,B,C	11.687	2
Altre riserve/Riserva di fusione 2017	606.980	A,B,C	606.980	
Riserva per operaz. di copertura dei flussi fin. attesi	488	-	-	
Utili portati a nuovo	905.956	A,B,C	905.956	
Utile d'esercizio	42.916	-	-	
<b>TOTALE</b>	<b>3.555.982</b>		<b>3.412.579</b>	<b>5.232</b>

Legenda:

A - per aumento capitale sociale

B - per copertura perdite

C - per distribuzione ai soci

La Società non ha stanziato imposte differite passive sulla quota di capitale ascrivibile ad operazioni in sospensione di imposta (per 3.009 migliaia di Euro), né sulle riserve di rivalutazione (per 2.221 migliaia di Euro) in quanto non ne prevede utilizzi che possano generare tassazione.

### Fondi per rischi ed oneri (13.117 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Fondo per imposte, anche differite	293	2.826
Strumenti finanziari derivati passivi	7.547	10.751
Altri fondi	5.278	3.916
<b>Totale</b>	<b>13.117</b>	<b>17.493</b>

La composizione della fiscalità differita è esposta nel seguente prospetto:

	31/12/2025		31/12/2024	
	Ammontare delle differenze temporanee	Effetto fiscale	Ammontare delle differenze temporanee	Effetto fiscale
Strumenti derivati	1.016	293	9.804	2.826
<b>TOTALE</b>		<b>293</b>		<b>2.826</b>

La voce strumenti finanziari derivati passivi, pari a 7.547 migliaia di Euro, accoglie gli strumenti finanziari derivati con *fair value* negativo alla data di valutazione, in particolare generato dall'impatto netto negativo della valorizzazione al 31 dicembre 2025 dei "Contract for difference". Si espone di seguito il *fair value* negativo suddiviso per data di delivery:

	entro 12 mesi	entro 5 anni	oltre 5 anni
Strumenti finanziari derivati passivi	6.529	1.018	-

Si fornisce qui di seguito il riepilogo della voce "Altri fondi":

(migliaia di euro)	31.12.2024	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	31.12.2025
Fondo per copertura perdite società partecipate	550	-	-	-	550
Altri fondi oneri correnti	872	668	(412)	1.844	2.972
Fondo rischi ambientali correnti	6	-	-	-	6
Altri fondi oneri non correnti	2.487	-	(738)	-	1.749
<b>Totale</b>	<b>3.916</b>	<b>668</b>	<b>(1.150)</b>	<b>1.844</b>	<b>5.278</b>

La voce "fondo per copertura perdite società partecipate" è principalmente relativa a potenziali oneri derivanti da un contenzioso con uno sviluppatore di una società controllata eolica.

La voce "altri fondi oneri correnti" è composta in parte da potenziali oneri relativi all'evoluzione di rischi connessi al business dell'energia elettrica ed in parte da oneri relativi al giudizio promosso da Gepafin S.p.A. (per un totale pari a 2.341 migliaia di Euro).

La voce "altri fondi oneri non correnti" è composta principalmente da probabili futuri esborsi connessi a business dismessi.

Si commentano di seguito i movimenti dei fondi rischi nel corso del 2025:

- accantonamento alla voce Altri fondi oneri correnti per 668 migliaia di Euro principalmente riferibile a probabili rischi afferenti al business energia ad oneri relativi al giudizio promosso da Gepafin S.p.A.;
- decremento della voce Altri fondi oneri correnti per 412 migliaia di Euro principalmente relativo all'utilizzo del fondo per il verificarsi di rischi connessi al business dell'energia elettrica (300 migliaia di Euro);
- decremento della voce Altri fondi oneri non correnti a fronte di un utilizzo per 738 migliaia di Euro del fondo a copertura degli oneri sostenuti in relazione alla ridefinizione dell'assetto societario del gruppo;
- una riclassifica dell'importo pari a 1.844 Migliaia di Euro iscritto negli esercizi precedenti nella voce "Altri debiti" riferito al potenziale debito derivante dalla fusione di ERG Renew S.p.A, relativo alla valorizzazione di un'opzione di cessione pari al 0,69% di Ansaldo Fuel Cells S.p.A. concessa da ERG Renew S.p.A. a Gepafin S.p.A. con scadenza 29 gennaio 2009. Gepafin aveva promosso un giudizio per ottenere il pagamento del debito; allo stato attuale il giudizio in oggetto è fermo in Cassazione. Per effetto della riclassifica descritta, la voce "altri fondi oneri correnti" accoglie quindi il valore nominale del contenzioso ed altresì interessi e rivalutazioni relative.

#### Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (1.526 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Saldo Iniziale	1.580	1.806
Incrementi	1.047	893
Decrementi	(1.101)	(1.118)
<b>Saldo Finale</b>	<b>1.526</b>	<b>1.580</b>

La voce accoglie l'ammontare della passività legata al trattamento di fine rapporto di lavoro (TFR) da corrispondere ai dipendenti. Il fondo si è incrementato per gli importi accantonati a favore del personale per il trattamento di fine rapporto di lavoro dovuto e per la rivalutazione e si è decrementato principalmente per il versamento ai Fondi Integrativi di categoria e al Fondo Tesoreria e per richieste di anticipazioni e liquidazioni.

#### Debiti (553.042 migliaia di Euro)

Il riepilogo dei debiti è il seguente:

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Debiti verso fornitori	19.237	32.340
Debiti verso imprese controllate	473.394	381.961
Debiti verso imprese controllanti	56.563	25
Debiti tributari	538	861
Debiti verso istituti previdenza e sicurezza sociale	1.495	1.279
Altri debiti	1.817	9.125
<b>Totale</b>	<b>553.042</b>	<b>425.592</b>

#### Debiti verso fornitori (19.237 migliaia di Euro)

I debiti verso fornitori derivano da rapporti di natura commerciale.

Si precisa che i debiti verso fornitori esistenti al 31 dicembre 2025 sono per la maggior parte verso controparti italiane.

I debiti commerciali sono riconducibili principalmente alle seguenti partite:

- debito verso il GME, per un importo pari a 5.738 migliaia di Euro, relativo all'acquisto di energia elettrica;
- debiti verso altre controparti quali in particolare TERNA S.p.A. per 1.336 migliaia di Euro;
- debiti commerciali verso altre controparti relative a prestazioni di servizi differenti quali servizi di ingegneria, servizi legali, consulenze ed altre forniture minori per 12.164 migliaia di Euro.

La voce include altresì debiti di natura commerciale verso terzi relativi alle prestazioni legate alla manutenzione dei parchi eolici e solari.

#### Debiti verso imprese controllate (473.394 migliaia di Euro)

La voce in oggetto risulta essere principalmente costituita come segue:

- debiti commerciali verso le società del gruppo, pari a 45.046 migliaia di Euro, che si riferiscono principalmente a debiti nei confronti delle società controllate eoliche e solari per l'acquisto di energia elettrica e di certificati di garanzia d'origine (GO);
  - gli altri debiti verso le società controllate, pari a 15.795 migliaia di Euro, sono relativi al debito maturato verso le società controllate nell'ambito della liquidazione dell'IVA di gruppo per 13.775 migliaia di Euro e altri debiti per riconoscimento di penali per 2.020 migliaia di Euro;
  - saldi negativi, per complessivi 412,6 milioni di Euro, dei rapporti di cash pooling zero balance in essere con le società controllate, Brevia Wind S.r.l. (75,1 milioni di Euro), ERG Wind Bulgaria S.p.A. (41,7 milioni di Euro), ERG Eolica Campania S.r.l. (40,72 milioni di Euro), Corni Eolian S.A. (41,98 milioni di Euro), ERG Eolica San Vincenzo S.r.l. (26,54 milioni di Euro), ERG Poland Holding sp. z.o.o. (42,67 milioni di Euro) ed ERG Eolica Adriatica S.r.l. (22,12 milioni di Euro), ERG Wind Investments S.r.l. (16,2 milioni di Euro) ed ERG Solar Holding S.r.l. (40,2 milioni di Euro).
- Si segnala che nel mese di dicembre 2025 è stato chiuso il contratto di cash pooling con la controllata ERG Sweden Holding AB.

### Debiti verso imprese controllanti (56.563 migliaia di Euro)

I debiti commerciali verso la controllante diretta ERG S.p.A., pari a 46.730 migliaia di Euro, includono il debito per il contratto di service staff fornito dalla Controllante e pagato nel mese di gennaio 2026.

Gli altri debiti verso la controllante diretta ERG S.p.A., pari a 9.832 migliaia di Euro, si riferiscono all'IRES liquidata nell'ambito del consolidato fiscale per l'anno d'imposta 2025.

### Debiti tributari (538 migliaia di Euro)

La voce si riferisce principalmente ai debiti verso l'Erario per ritenute d'acconto per 536 migliaia di Euro.

### Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale (1.495 migliaia di Euro)

La voce si riferisce principalmente a quanto dovuto sui salari e stipendi del mese di dicembre a fronte di obblighi contributivi, previdenziali ed assicurativi.

### Altri debiti (1.817 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Debiti verso il personale	1.761	1.780
Debiti verso terzi per acquisto partecipazioni	-	1.844
Debiti diversi	56	5.501
<b>Totale</b>	<b>1.817</b>	<b>9.125</b>

La voce "Debiti verso il personale" è relativa alle competenze del periodo non ancora liquidate ed include ferie, riposi compensativi non goduti e la stima del premio di produttività e dei riconoscimenti variabili legati agli obiettivi aziendali.

I "Debiti diversi", pari a 56 migliaia di Euro, si riferiscono a debiti verso i membri del Collegio Sindacale; si precisa che il debito rilevato al 31 dicembre 2024 pari a 5.424 migliaia di Euro relativo all'IVA addebitata in rivalsa da un fornitore che nel 2024 aveva effettuato una conciliazione con l'Agenzia delle Entrate è stato pagato nel corso dell'esercizio 2025.

La voce "Debiti verso terzi per acquisto partecipazioni" è pari a zero al 31 dicembre 2025 per effetto della riclassifica precedentemente commentata nel paragrafo "Fondi per rischi ed oneri".

Presentiamo di seguito la classificazione per scadenza delle principali poste iscritte nel passivo:

	entro 12 mesi	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
<b>Debiti</b>				
- verso fornitori	19.237	-	-	19.237
- verso imprese controllate	473.394	-	-	473.394
- verso imprese controllanti	56.563	-	-	56.563
- tributari	538	-	-	538
- verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.495	-	-	1.495
- altri debiti	1.817	-	-	1.817
<b>TOTALE</b>	<b>553.042</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>553.042</b>

### RATEI E RISCONTI (13.241 MIGLIAIA DI EURO)

(migliaia di Euro)	31/12/2025	31/12/2024
Risconti passivi altri	13.241	13.960
<b>Totale</b>	<b>13.241</b>	<b>13.960</b>

La voce "Risconti passivi altri", è riferita alla differenza del valore del fair value di un Virtual PPA alla data di sottoscrizione rispetto al prezzo di transazione. Il risconto si riversa a partire dalla data di efficacia del contratto, ovvero dal 1° giugno 2024, lungo la durata del contratto stesso.

## ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

### VALORE DELLA PRODUZIONE (579.491 MIGLIAIA DI EURO)

#### Ricavi delle vendite e delle prestazioni (576.161 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Ricavi delle vendite	522.117	582.139
Ricavi delle prestazioni	54.044	58.360
<b>Totale</b>	<b>576.161</b>	<b>640.499</b>

Per fornire una maggiore completezza informativa, di seguito presentiamo un dettaglio dei ricavi delle vendite e delle prestazioni:

(migliaia di Euro)	2025	2024
<b>Vendite</b>		
Energia elettrica	507.168	573.744
GO	8.286	8.394
<b>Totale vendite</b>	<b>515.454</b>	<b>582.139</b>
<b>Prestazioni</b>		
Contratto di servizi verso controllate eoliche	14.439	12.186
O&M verso controllate eoliche	37.199	38.309
Altro verso controllate	2.406	4.025
Altro	6.663	3.840
<b>Totale prestazioni</b>	<b>60.707</b>	<b>58.360</b>
<b>Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni</b>	<b>576.161</b>	<b>640.499</b>

Si ricorda che ERG Power Generation S.p.A. gestisce le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite la funzione Energy Management, che fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici e solari, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici, ad eccezione dell'energia prodotta da alcuni impianti eolici e solari il cui dispacciamento è stato esternalizzato a soggetti terzi.

L'energia, principalmente prodotta dagli impianti eolici e solari delle proprie controllate italiane, 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.

Le vendite sopra citate e le coperture, per effetto delle quali lo scenario dei prezzi ha influito solo in parte sui ricavi, sono state realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con la risk policy di Gruppo. Relativamente al tema in oggetto, si ricorda che la formula del prezzo di cessione dell'energia dei contratti di somministrazione dell'energia elettrica dalle SPV alla Società, include il valore delle operazioni di copertura effettuate dalla Società per le Società controllate.

Come precedentemente menzionato, il Gruppo ERG ha avviato il primo impianto BESS (*Battery Energy Storage Systems*) a Vicari; l'impianto è di proprietà della controllata Green Vicari S.r.l. ha una potenza installata di 12,5 MW ed è entrato in operatività a partire dal mese di novembre 2025. L'esercizio commerciale dell'impianto, ovvero la gestione dell'accumulo di energia e della rivendita al mercato, è gestito dalla Società ERG Power Generation S.p.A. tramite un contratto di *tolling agreement*; la voce "Ricavi delle vendite" include l'energia rivenduta al mercato.

I ricavi delle prestazioni sono costituiti dalle prestazioni di servizi tecniche di *staff* centrali e di servizi Information Communication Technology riaddebitate alle società controllate. I ricavi delle prestazioni includono altresì le prestazioni rese nei confronti delle società controllate italiane eoliche e solari per *Operation & Maintenance*, ovvero le prestazioni di gestione e manutenzione degli aereogeneratori eolici ed impianti fotovoltaici. Tale voce comprende inoltre le prestazioni di *BoP*, riferite alla manutenzione elettrica del parco, verso le società controllate eoliche. La voce "Altro verso controllate" include il riaddebito alla controllata ERG Wind Energy S.r.l. dei costi sostenuti per i lavori di repowering dei parchi Greci/Montaguto, Carlentini 1 e Carlentini 2 (1.970 migliaia di Euro).

Nel 2025 i ricavi di vendita di energia elettrica accolgono l'impatto lievemente positivo delle operazioni di copertura concluse nel periodo per un importo pari a 96 migliaia di Euro, per le quali sotto è riportata una tabella di dettaglio.

(migliaia di Euro)	2025	2024
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Power	4.302	2.290
<b>Totale</b>	<b>4.302</b>	<b>2.290</b>
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Power	(4.206)	(1.668)
<b>Totale</b>	<b>(4.206)</b>	<b>(1.668)</b>
<b>Totale ricavi</b>	<b>96</b>	<b>623</b>

#### Variazioni dei lavori in corso su ordinazione (-943 migliaia di Euro)

La voce in oggetto riflette i costi di ingegneria, di costi per servizi da terzi e degli oneri accessori inclusi i costi del personale interno sostenuti nel 2025 da ERG Power Generation S.p.A. per la realizzazione dei progetti di Repowering sugli impianti di alcune società controllate eoliche, come commentato nel paragrafo "Rimanenze" della presente Nota Integrativa (1.064 migliaia di Euro).

Nel corso dell'esercizio 2025, la Società ha riaddebitato costi sospesi nei lavori in corso per 2.007 migliaia di Euro principalmente alla controllata ERG Wind Energy S.r.l. relativi principalmente ai lavori di repowering dei parchi di Greci/Montaguto e Carlentini 1 e Carlentini 2 (per 1.931 migliaia di Euro).

#### Altri ricavi e proventi (4.274 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Altri ricavi e proventi - imprese controllate	1.293	504
Tariffa incentivante	27	23
Recupero spese	503	482
Plusvalenze ordinarie	10	1
Altri ricavi diversi dai precedenti	2.441	6.470
<b>Totale</b>	<b>4.274</b>	<b>7.480</b>

La voce "altri ricavi e proventi - imprese controllate" riguarda essenzialmente riaddebiti a società controllate per costi sostenuti e per vendita ricambi, prestazione di personale dipendente della società e recupero di spese diverse.

La voce "altri ricavi diversi dai precedenti" accoglie principalmente l'impatto positivo derivante da accordi intercorsi nell'esercizio con fornitori terzi ed altre poste minori; la voce è significativamente diminuita rispetto allo scorso anno poiché nel 2024 accoglieva un importo significativo di rilascio di fondi oneri per sopravvenuta insussistenza dei presupposti di iscrizione relativi ad una parte dei rischi potenziali stimati nei precedenti esercizi ed altre poste minori.

### COSTI DELLA PRODUZIONE (613.023 MIGLIAIA DI EURO)

I costi della produzione sono composti come indicato nella tabella seguente

(migliaia di Euro)	2025	2024
Costi per materie prime, sussidiarie e di consumo	510.724	585.695
Costi per servizi	69.986	60.303
Costi per godimento di beni di terzi	2.327	2.241
Costi per il personale	20.700	18.696
Ammortamenti e svalutazioni	7.642	2.935
Variazioni rimanenze materia prime, sussidiarie, di consumo e merci	(1.428)	(3.629)
Accantonamenti per rischi	574	401
Oneri diversi di gestione	2.497	1.106
<b>Totale</b>	<b>613.023</b>	<b>667.749</b>

#### Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (510.724 migliaia di Euro)

I costi di acquisto dell'energia elettrica, che rappresentano la voce più significativa dei costi per materie prime, sono relativi principalmente ad acquisti dal GME e dalle società controllate eoliche e solari.

I costi per materie prime includono anche esborsi verso terzi e società del gruppo per acquisto di ricambi per lo svolgimento dell'attività di manutenzione degli aerogeneratori eolici e impianti fotovoltaici in favore delle società controllate.

#### Costi per servizi (69.986 migliaia di Euro)

I "Costi per servizi da imprese controllanti" riflettono sostanzialmente i costi per i servizi di *staff* resi dalla controllante ERG S.p.A. ed includono riaddebiti per emolumenti ad amministratori.

(migliaia di Euro)	2025	2024
Costi per servizi da terzi	24.407	23.302
Costi per servizi da imprese controllate	6.460	22
Costi per servizi da imprese controllanti	39.119	36.980
<b>Totale</b>	<b>69.986</b>	<b>60.303</b>

Si segnala che la voce "Costi per servizi da imprese controllate" include i costi per mancata produzione eolica riaddebitati dalla società Controllate ed altresì i costi di competenza relativi al contratto di *tolling agreement* con la Società Controllata Green Vicari S.r.l. per l'impianto BESS precedentemente menzionato.

I "Costi per servizi da terzi", sono principalmente composti come segue:

(migliaia di Euro)	2025	2024
Costi di manutenzione	12.425	11.356
Costi per consulenze tecniche, legali ed altre	1.895	1.594
Emolumenti sindaci	73	73
Utenze e somministrazioni	172	211
Spese di assicurazioni	281	312
Altri servizi	9.561	9.756
<b>Totale</b>	<b>24.407</b>	<b>23.302</b>

I "Costi di manutenzione" si riferiscono agli oneri sostenuti nel corso del 2025 per l'attività di assistenza, gestione e manutenzione dei parchi eolici e solari delle società controllate.

La voce "Costi per consulenze tecniche, legali ed altre" include principalmente costi per consulenze professionali tecniche pari a 808 migliaia di Euro, per spese legali e consulenze fiscali pari a 185 migliaia di Euro, per verifiche e collaudi pari a 308 migliaia di Euro, per studi di fattibilità pari a 84 migliaia di Euro ed altri costi per servizi di importo minore.

Nella voce "Costi per consulenze tecniche, legali ed altre" sono inoltre compresi i compensi alla società di revisione *KPMG S.p.A.*<sup>1</sup> riferiti ai servizi di revisione per un importo pari a 311 migliaia di Euro, per servizi diversi dalla revisione di bilancio per un importo pari a 18 migliaia di Euro.

Le "Spese di assicurazioni" rilevano la quota parte di competenza dei premi pagati nel corso dell'esercizio e degli esercizi precedenti.

Si evidenzia che le voci "Costi per servizi da imprese controllanti" ed "Altri servizi" includono costi per emolumenti amministratori pari in totale a 1.181 migliaia di Euro.

Nella tabella seguente è presentata la principale composizione della voce "Altri servizi":

(migliaia di Euro)	2025	2024
Costi per trasporti EE, gas ed altri oneri per capacity	603	406
Servizi vari del personale	2.382	2.461
Commissioni Bancarie Italia ed Estero	673	679
Altri oneri TERNA e Ipex	254	215
Altri servizi diversi	5.650	5.995
<b>Totale</b>	<b>9.561</b>	<b>9.756</b>

La voce "altri servizi diversi" include servizi informatici per 1,1 milioni di Euro, noli, ovvero servizi di fornitura attrezzatura e personale specializzato per 2 milioni di Euro, servizi di ingegneria per 0,4 milioni di Euro, servizi di Health Safety Quality and Environment per 0,9 milioni di Euro ed altri servizi minori.

#### Costi per godimento di beni di terzi (2.327 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Affitti passivi	404	396
Canoni	816	694
Noleggi e leasing	1.107	1.151
<b>Totale</b>	<b>2.327</b>	<b>2.241</b>

I costi per godimento per beni di terzi riguardano principalmente gli affitti passivi relativi ai magazzini, canoni ed il noleggio per auto ed autocarri e sono sostanzialmente in linea con il 2024.

#### Costi per il personale (20.700 migliaia di Euro)

Il costo del personale fa riferimento al costo consuntivato nell'esercizio per una media di 277 dipendenti (277 a fine anno).

(migliaia di Euro)	2025	2024
Salari e stipendi	14.747	13.687
Oneri sociali	4.431	3.657
Trattamento di fine rapporto	975	815
Altri costi	546	538
<b>Totale</b>	<b>20.700</b>	<b>18.696</b>

1 Valori non inclusivi di spese e contributo di vigilanza CONSOB.

Si evidenzia di seguito la consistenza media annua della composizione dell'organico della Società:

	2025	2024
Dirigenti	7	7
Quadri	51	46
Impiegati	95	86
Operai - Intermedi	124	125
<b>Totale</b>	<b>277</b>	<b>264</b>

#### Ammortamenti e svalutazioni (7.642 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Amm.to immobilizzazioni immateriali	2.590	2.319
Amm.to immobilizzazioni materiali	720	616
Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	4.333	-
<b>Totale</b>	<b>7.642</b>	<b>2.935</b>

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali si riferiscono alle altre immobilizzazioni immateriali, in particolare a software utilizzati per lo svolgimento dell'attività ed all'avviamento generato dalla fusione.

Si segnala che, per effetto delle modifiche introdotte dalla legge di Bilancio 2022, l'avviamento oggetto di riallineamento fiscale nel corso del 2021 è fiscalmente deducibile in 50 anni.

La voce accoglie altresì la svalutazione di altri crediti inclusi nell'attivo circolante rilevata in considerazione dell'incertezza relativa alle condizioni di esigibilità di alcuni crediti.

#### Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci (- 1.428 migliaia di Euro)

La voce si riferisce alla variazione delle rimanenze di parti di ricambio, acquistate per lo svolgimento dell'attività di manutenzione degli aerogeneratori eolici nonché di alcuni impianti fotovoltaici di proprietà delle società controllate produttrici di energia da fonte eolica e solare.

#### Accantonamenti per rischi (574 migliaia di Euro)

La voce include principalmente un accantonamento di un fondo per 537 migliaia di Euro relativo a potenziali rischi relativi al business dell'energia ed a oneri relativi al giudizio promosso da Gepafin.

#### Oneri diversi di gestione (2.497 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Imposta comunale su immobili	6	5
Altre imposte e tasse	57	177
Altri oneri diversi da terzi	2.434	924
<b>Totale</b>	<b>2.497</b>	<b>1.106</b>

La voce comprende prevalentemente contributi associativi versati per 466 migliaia di Euro.

L'incremento della voce altri oneri diversi è riconducibile a maggiori oneri da società controllate, ERG Eolica San Vincenzo ed ERG Eolica Campania, legati alle attività manutentive gestite dalla Società.

## PROVENTI ED ONERI FINANZIARI (163.522 MIGLIAIA DI EURO)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Proventi da partecipazioni	86.304	57.162
Altri proventi finanziari	81.275	100.765
Interessi e altri oneri finanziari	(2.434)	(7.959)
Utili e perdite su cambi	(1.624)	885
<b>Totale</b>	<b>163.522</b>	<b>150.853</b>

### Proventi da partecipazioni (86.304 migliaia di Euro)

La voce si riferisce principalmente all'incasso derivante dalla distribuzione di dividendi, di riserve di utili e di altre riserve da parte di imprese controllate per 82.215 migliaia di Euro.

La seguente tabella sintetizza gli incassi di dividendi e di distribuzioni di riserve di utili e di altre riserve dalle società controllate nell'esercizio 2025:

(migliaia di Euro)	2025	2024
<b>Distribuzioni dividendi</b>		
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	2.000	6.313
ERG Eolica Campania S.r.l.	4.000	15.206
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	12.500	11.624
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	16.500	-
ERG Eolica Faeto S.r.l.	3.693	-
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	2.506	-
Breva Wind S.r.l.	8.819	14.833
ERG USA Holding, Inc	15.595	-
ERG Solar Holding S.r.l.	8.929	-
Andromeda PV S.r.l.	4.698	5.948
	<b>79.240</b>	<b>53.925</b>
<b>Distribuzione riserve</b>		
Andromeda PV S.r.l.	2.976	3.238
	2.976	3.238
Partecipazioni in imprese controllate (cedute in anni precedenti)	4.089	-
<b>Totale</b>	<b>86.304</b>	<b>57.162</b>

La voce accoglie l'iscrizione di un aggiustamento prezzo positivo iscritto nell'esercizio 2025, relativo alla cessione di una partecipazione finalizzata in anni precedenti contestualmente svalutato in considerazione dell'incertezza relativa alle condizioni di esigibilità del credito.

### Altri proventi diversi dai precedenti (81.275 migliaia di Euro)

La voce è composta principalmente da:

- proventi finanziari per 78.777 migliaia di Euro per interessi attivi da società controllate relativi ai contratti di finanziamento;
- proventi finanziari per 776 migliaia di Euro per interessi attivi da società controllate relativi ai contratti di cash pooling zero balance, di *cash advance* e di tesoreria centralizzata;
- proventi finanziari per 906 migliaia di Euro per interessi attivi da ERG S.p.A. relativo al contratto di cash pooling zero balance;
- interessi attivi verso banche per 621 migliaia di Euro.

### Interessi ed altri oneri finanziari (2.434 migliaia di Euro)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Oneri finanziari verso imprese controllate	2.365	6.811
Altri oneri	68	1.148
<b>Totale</b>	<b>2.434</b>	<b>7.959</b>

La voce, pari a 2.365 migliaia di Euro, è relativa agli interessi passivi sui contratti di cash pooling zero balance, di cash advance e di tesoreria centralizzata verso le società controllate eoliche e solari.

Al 31 dicembre 2024, la voce accoglieva altresì un aggiustamento del prezzo, per importo pari a 1.350 migliaia di Euro, di cessione della partecipazione di ERG Power S.r.l..

### Utili e perdite su cambi (1.624 migliaia di Euro)

La voce comprende principalmente l'impatto delle differenze cambio rilevate nel periodo.

## RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE (73.978 MIGLIAIA DI EURO)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Rivalutazioni di strumenti finanziari derivati	23.780	21.486
Svalutazioni di strumenti finanziari derivati	(23.837)	(20.427)
<b>Totale rivalutazioni e svalutazioni di strumenti finanziari derivati</b>	<b>(57)</b>	<b>1.059</b>
Rivalutazioni di partecipazioni	-	-
Svalutazioni di partecipazioni	(73.920)	-
<b>Totale rivalutazioni e svalutazioni di partecipazioni</b>	<b>(73.920)</b>	<b>-</b>
<b>Totale</b>	<b>(73.978)</b>	<b>1.059</b>

Le voci "Rivalutazione di strumenti finanziari derivati" e "Svalutazione di strumenti finanziari derivati" accolgono:

- l'imputazione a conto economico delle variazioni intercorse del *fair value* degli strumenti derivati aperti al 31 dicembre 2025, altresì accolgono le variazioni di *fair value* realizzate nel corso dell'esercizio 2025 degli strumenti finanziari derivati che non soddisfano pienamente la correlazione con il sottostante fisico;
- l'imputazione a conto economico del margine realizzato dalla stipulazione di strumenti con finalità di asset back trading di energia elettrica, che la Società ha iniziato a stipulare a partire dal mese di ottobre 2025;
- il ribaltamento degli effetti alle società controllate estere. Si ricorda che la Società, a partire dal 2021, opera su mandato dalle società controllate estere per la stipula e la gestione dei contratti derivati di copertura del rischio prezzo dell'energia elettrica per una parte della loro produzione di energia elettrica. Le rivalutazioni e svalutazioni in esame includono pertanto le contabilizzazioni degli strumenti di copertura stipulati per conto delle società controllate estere.

La voce "Svalutazione di partecipazioni" è relativa alla svalutazione della partecipazione in ERG Spain Holdco S.L.U. commentata nella sezione relativa alle Partecipazioni della presente nota integrativa e alla svalutazione della partecipazione in ERG Sweden Holding AB commentata nella sezione relativa alle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni – partecipazioni in imprese controllate.

## IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO (13.096 MIGLIAIA DI EURO)

(migliaia di Euro)	2025	2024
Imposte correnti sul reddito IRES	(9.843)	6.654
Imposte correnti sul reddito IRAP	(2.946)	(3.773)
Imposte anticipate	(391)	(22.803)
Imposte esercizio precedente	84	(103)
<b>Totale</b>	<b>(13.096)</b>	<b>(20.025)</b>

Le imposte correnti IRES risultano negative per 9.843 migliaia di Euro. Lo scostamento della voce rispetto all'esercizio precedente (imposte positive per 6.654 migliaia di Euro) è determinato dall'esaurimento nel corso del 2025 delle perdite fiscali maturate negli esercizi precedenti e cedute al consolidato fiscale ERG, con conseguente ridotta remunerazione delle stesse.

Le imposte correnti IRAP ammontano a 2.946 migliaia di Euro.

Per la movimentazione della fiscalità differita si rimanda a quanto indicato nelle corrispondenti sezioni patrimoniali.

Le tabelle di seguito presentata illustra la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale a bilancio.

**Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico**

<b>IRES</b>	<b>IRES 24%</b>	
Risultato ante imposte	56.013	
Onere fiscale teorico (24%)		13.443
<b>Differenze temporanee imponibili in esercizi successivi</b>		
<b>Totale</b>	-	
<b>Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi</b>		
Accantonamento a fondi	778	
Ammortamenti eccedenti limite fiscale	552	
Altre variazioni in aumento	7	
<b>Totale differenze temporanee deducibili in esercizi successivi</b>	<b>1.337</b>	<b>321</b>
<b>Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti</b>		
Rilascio fondi tassati in esercizi precedenti	(1.020)	
Rientro differenze cambio tassate esercizi precedenti		
Reversal ammortamenti fiscali non dedotti	(23)	
Altre variazioni in diminuzione	(5)	
<b>Totale rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti</b>	<b>(1.048)</b>	<b>(252)</b>
<b>Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi</b>		
Dividendi incassati nell'esercizio	(66.600)	
Restituzione riserve di capitale	(12.110)	
Svalutazione partecipazione	73.920	
Costi per autovetture	178	
Sopravvenienze passive	240	
Altre variazioni in aumento	59	
Altre variazioni in diminuzione	(722)	
<b>Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi</b>	<b>(5.035)</b>	<b>(1.208)</b>
<b>Rettifiche da consolidamento</b>		
Provento perdite fiscali esercizi precedenti trasferite al consolidato	(1.860)	
Provento da consolidamento per cessione interessi attivi al consolidato	(9.407)	
<b>Totale rettifiche da consolidamento</b>	<b>(11.267)</b>	<b>(2.704)</b>
<b>Ritenute su dividendi estere non scomputabili</b>		<b>242</b>
<b>Imponibile IRES/IRES corrente</b>	<b>40.000</b>	<b>9.843</b>

IRAP	IRAP 5,57%	
Differenza tra costi e ricavi della produzione	(29.199)	
Costi e ricavi non rilevanti ai fini IRAP	20.700	
<b>Totale imponibile teorica ai fini IRAP</b>	<b>(8.499)</b>	
<b>Onere fiscale teorico (aliquota 5,57%)</b>		<b>(473)</b>
<b>Differenza temporanee deducibili in esercizi successivi</b>		
Ammortamento avviamento	330	
Accantonamento a fondi	537	
<b>Totale differenze temporanee deducibili in esercizi successivi</b>	<b>867</b>	<b>48</b>
<b>Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti</b>		
Rilascio fondi tassati in esercizi precedenti	(332)	
<b>Totale rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti</b>	<b>(332)</b>	<b>(18)</b>
<b>Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi</b>		
Interessi attivi	81.275	
Interessi passivi deducibili	(2.337)	
Utilizzo fondi senza fiscalità differita	(103)	
Deduzione costo del personale	(19.580)	
Compensi amministratori	1.204	
Altre variazioni in aumento	157	
Sopravvenienze	240	
<b>Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi</b>	<b>60.856</b>	<b>3.390</b>
<b>Imponibile IRAP/ IRAP corrente</b>	<b>52.892</b>	<b>2.946</b>

## IMPEGNI E GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

### **Fidejussioni verso terzi a favore di società del gruppo (2.829 migliaia di Euro)**

Si riferiscono a garanzie rilasciate a favore delle società del gruppo eolico in particolare in favore di Enti Pubblici per il ripristino delle aree dei parchi eolici al termine dell'attività di produzione dell'energia elettrica. La voce include anche Parent company guarantee commerciali emesse in favore delle società controllate a beneficio di fornitori terzi.

### **Fidejussioni a favore di terzi emesse su Linee di credito della controllante (34.683 migliaia di Euro)**

Si tratta di garanzie rilasciate da ERG Power Generation S.p.A. a favore di terzi, garantite dalla controllante diretta ERG S.p.A. tramite linee di credito della stessa.

Si tratta prevalentemente di controparti con cui sono intrattenuti rapporti commerciali, oltre che di una garanzia a favore del Gestore del Mercato elettrico (GME) finalizzata a consentire l'operatività su detto mercato.

### **Fidejussioni a favore di terzi emesse da controllante (294.190 migliaia di Euro)**

Si tratta di garanzie rilasciate da ERG Power Generation S.p.A. a favore di terzi, garantite dalla controllante diretta ERG S.p.A.. Si tratta principalmente di garanzie di tipo commerciale.

### **Impegni verso fornitori (2.405 migliaia di Euro)**

Si tratta di impegni verso fornitori in ambito di *information&communication technology* a fronte di spese operative ed in conto capitale da sostenere in futuro già contrattualizzate con la controparte.

## INFORMATIVA RELATIVA AL VALORE EQUO "FAIR VALUE" DEGLI STRUMENTI FINANZIARI AI SENSI DELL'ART. 2427 BIS DEL CODICE CIVILE

Nell'ambito della Policy di Gruppo che prevede di minimizzare i rischi che riguardano principalmente quelli di credito, di mercato, di liquidità e operativi, la Società fa ricorso ad alcune tipologie di strumenti derivati.

Nella seguente tabella sono riportati i fair value degli strumenti finanziari derivati della Società aperti al 31 dicembre 2025:

(migliaia di Euro)	31.12.2025			
	Tipologia del contratto	Rischio finanziario sottostante	Volumi (GWh)	FV
<b>Contract for difference</b>	Migliaia di MWh	Rischio prezzo acquisto EE	<b>90</b>	<b>(646)</b>
di cui effetto a conto economico			90	(646)
di cui effetto a patrimonio netto				-
<b>Commodities Futures</b>	Migliaia di MWh	Rischio prezzo vendita EE	<b>3.632</b>	<b>2.210</b>
di cui effetto a conto economico			1.527	639
di cui effetto a patrimonio netto			2.105	1.571
<b>Commodities VPPA</b>	Migliaia di MWh	Rischio prezzo vendita EE	<b>1.878</b>	<b>12.357</b>
di cui effetto a conto economico				-
di cui effetto a patrimonio netto				(883)
Deferred income				13.241
<b>Totale</b>				<b>13.922</b>

### CFD copertura rischio prezzo energia elettrica

Operazioni CFD (*Contract For Difference*) a copertura del rischio di variazione del prezzo dell'energia elettrica relativamente a contratti di acquisto e vendita a termine. Sono contratti mediante i quali le parti si impegnano a liquidare a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato ed il prezzo di mercato rilevato nel periodo di riferimento.

### Futures

Operazioni *Futures* sono contratti a termine standardizzati. Sono contratti negoziati su mercati regolamentati, che obbligano le parti a comprare o vendere un'attività sottostante a una data futura prefissata, ad un prezzo fissato al momento della conclusione del contratto.

### Virtual PPA

Contratti di *Power Purchase Agreement* di tipo finanziario o "virtuale" (VPPA), stipulati al fine di stabilizzare la struttura di ricavo con controparti per cui alle date di delivery avviene lo scambio di un pagamento sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante.

Trattandosi di strumenti con delivery mediamente superiori a 10 anni, qualora per le scadenze a lungo termine fossero assenti quotazioni di prezzi facilmente individuabili nel mercato attivo e quindi si debba replicare il prezzo dell'ultima scadenza disponibile, viene stimato il *fair value* alla data di rilevazione iniziale, ed a ogni data di chiusura successiva.

Il fair value è calcolato sulla base della stima dei flussi di cassa futuri, attualizzati alla data di valutazione (Discounted Cash Flow Model). La stima dei prezzi variabili futuri è effettuata sulla base delle quotazioni forward delle commodity.

Le tecniche di valutazione utilizzate si basano esclusivamente su parametri quali prezzi spot e forward, tassi di interesse e prezzo delle commodity direttamente osservabili sul mercato.

## ALTRE INFORMAZIONI RICHIESTE DAGLI ART. 2427 E 2427-BIS DEL CODICE CIVILE

- Non sono state poste in essere operazioni soggette all'obbligo di retrocessione a termine (art. 2427, n. 6 ter);
- nel corso dell'esercizio non sono stati imputati oneri finanziari a valori iscritti nell'attivo dello Stato Patrimoniale (art. 2427, n. 8);
- non vi sono, in merito al 2427, ricavi o costi significativi di natura eccezionale, a parte quelli descritti negli altri ricavi e proventi (art. 2427, n. 13);
- non sono state emesse azioni di godimento, né obbligazioni convertibili in azioni né titoli o valori simili (art. 2427, n. 18);
- non sono stati costituiti né Patrimoni destinati ad uno specifico affare (art. 2427, n. 20), né concessi o contratti Finanziamenti destinati ad uno specifico affare (art. 2427, n. 21);
- non sono state poste in essere operazioni di locazione finanziaria che comportano il trasferimento al locatario della parte prevalente dei rischi e dei benefici del sottostante (art. 2427, n. 22);
- le operazioni con parti correlate (art. 2427, n. 22 bis) sono illustrate nel paragrafo successivo;
- non sono noti accordi i cui effetti non risultino riflessi nello Stato Patrimoniale (art. 2427, n. 22 ter).

## **ALTRE INFORMAZIONI - ADEMPIMENTI INFORMATIVI RELATIVI ALLA LEGGE 124/2017 DEL 4 AGOSTO 2017**

L'art. 1, commi 125-129, della Legge 4 agosto 2017 n. 124 ha introdotto l'obbligo in capo alle imprese che ricevono contributi economici da parte delle pubbliche amministrazioni di pubblicare gli importi ricevuti nella nota integrativa del Bilancio di esercizio e nell'eventuale Bilancio consolidato. A fronte delle difficoltà interpretative riscontrate nell'applicazione di tali disposizioni (Assonime – circolare n. 5 del 22 febbraio 2019) il legislatore è intervenuto modificando a più riprese il dettato normativo. In particolare, l'ultima riformulazione delle previsioni normative della Legge 124/17 è stata operata dal D.L. 30 aprile 2019, n. 34, recante misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi, convertito con la Legge 28 giugno 2019, n. 58, che ha fornito risposte a importanti questioni al fine di semplificare e razionalizzare la disciplina in oggetto. Di conseguenza, il Gruppo ERG ha deciso di indicare nei bilanci di esercizio delle società facenti parte del Gruppo medesimo anche i contributi economici ricevuti dalle pubbliche amministrazioni fruibili da tutte le imprese e che rientrano nella struttura generale del sistema di riferimento definito dallo Stato (quali, conto energia, titoli di efficienza energetica, etc.) salvo quelli appartenenti alle seguenti categorie:

- le agevolazioni fiscali;
- i contributi per la formazione ricevuti da fondi interprofessionali (ad esempio, Fondi impresa), in quanto fondi aventi forma associativa e natura giuridica di enti di diritto privato, che sono finanziati con i contributi versati dalle stesse imprese.

Si segnala che con riferimento all'esercizio 2025 la Società ERG Power Generation S.p.A. ha usufruito all'esonero contributivo previsto dall'articolo 5 della legge n. 162/2021 (datori di lavoro privati che siano in possesso della certificazione di parità di genere) per un ammontare pari a 23 migliaia di Euro, ha inoltre usufruito di ulteriore esonero contributivo in base al Decreto Legge n. 60/2024 (Decreto Coesione cd bonus giovani), per un ammontare pari a 26 migliaia di Euro.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del D.L. 135/2018, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

## **RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLANTI, CONTROLLATE, COLLEGATE, IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DELLE CONTROLLANTI ED ALTRE PARTI CORRELATE)**

Si riassume di seguito la tipologia dei principali rapporti tra la Società e le imprese che fanno parte del Gruppo ERG, regolate a normali condizioni di mercato.

I rapporti infragruppo esistenti nel 2025 sono relativi all'operatività della Società.

Le posizioni attive commerciali sono principalmente relative:

- ai contratti di service, di manutenzione O&M e BoP verso le società eoliche e solari;
- ai contratti di service verso le società eoliche e solari;
- al contratto di sviluppo con la controllata ERG Sviluppo Italia S.r.l..

Le posizioni passive commerciali sono principalmente relative:

- agli riaddebiti dalla controllante ERG S.p.A. relativi alle prestazioni di service e agli emolumenti ad Amministratori dipendenti della capogruppo;
- ai contratti di acquisto di energia elettrica e delle garanzie d'origine prodotte dalle SPVs;
- al contratto di tolling con la controllata Green Vicari S.r.l..

Le posizioni attive e passive finanziarie si riferiscono ai contratti di finanziamento, di cash pooling zero balance, di cash advance e di tesoreria centralizzata in essere tra ERG Power Generation S.p.A. e le società del Gruppo.

Si segnala che la Società a partire dal mese di novembre 2021 opera come mandatario delle società controllate tedesche per la stipula e la gestione dei contratti derivati di copertura del rischio prezzo dell'energia elettrica per una parte della loro produzione di energia elettrica. Dal 2022 al 2024 la società ha ricevuto mandato anche dalle società controllate francesi (2022), spagnole (2022), inglesi (2023) e polacche (2024). La Società ha pertanto finalizzato contratti di copertura (*futures e CFD*) a copertura del prezzo dell'energia elettrica ribaltandone gli effetti sulle società controllate (*CFD*).

Si evidenzia, infine, che la Società partecipa al regime di consolidato fiscale della controllante diretta ERG S.p.A. ai fini IRES e aderisce in qualità di società controllante alla procedura della liquidazione dell'IVA di gruppo ai sensi dell'art. 73 del D.P.R. n. 633 del 26/10/1972 e al D.M. 13 dicembre 1979.

Il prospetto di seguito presentato riepiloga le partite economiche e patrimoniali dell'esercizio 2025 con le Società del Gruppo.



	Ricavi			Acquisti	Costi	
	Vendite e prestazioni	Altri ricavi	Proventi finanziari		Costi per servizi e altri costi	Oneri finanziari
<b>Controllate</b>						
ERG Wind Investments S.r.l.	25	-	-	-	-	(185)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	15.052	778	6.425	(164)	(37)	-
ERG Wind Sardegna S.r.l.	15	-	-	-	-	-
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	15	-	933	-	-	-
ERG Wind 6 S.r.l.	15	-	-	-	-	-
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	15	-	-	-	-	-
ERG Wind MEG 1 LLP	1	-	49	-	-	(410)
ERG Wind MEG 2 LLP	1	-	70	-	-	(311)
ERG Wind MEG 3 LLP	1	-	27	-	-	(306)
ERG Wind MEG 4 LLP	1	-	5	-	-	(218)
ERG Wind Energy S.r.l.	7.399	0	176	(115.116)	(4.024)	-
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	-	-	6.469	-	-	(6)
ERG Wind French Holdings SAS	-	-	-	-	-	(0)
ERG Germany GMBH	1.368	199	-	(15)	-	-
ERG France Sarl	1.781	100	-	(62)	-	-
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH	1	-	4	-	-	(61)
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH	1	-	6	-	-	(81)
Windpark Cottbuser Halde GmbH	-	-	-	-	-	(1)
WP Achmer Vinte GmbH	1	-	178	-	-	(110)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville SAS	1	-	15	-	-	(680)
Parc Eolien de St Riquier 1 SAS	-	-	-	-	-	(99)
Saint Fragne	-	-	-	-	-	(93)
Ferme Eolienne de Teterchen	1	-	13	-	-	(479)
C.P. de St Florentine	1	-	15	-	-	(612)
C.P. de Murat	1	-	87	-	-	(1.020)
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	2.548	-	-	(10.206)	(112)	(168)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	1.184	-	-	(3.183)	(709)	(26)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	1.469	43	-	(4.248)	(666)	(65)
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	500	-	3.395	(6.805)	(19)	(6)
Green Vicari S.r.l.	1.342	-	125	(5.275)	(293)	(12)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	5.340	-	-	(23.864)	(90)	(106)
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	-	-	-	-	-	(93)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	3.833	25	-	(20.173)	(375)	(132)
ERG Eolica Campania S.r.l.	3.713	-	-	(19.424)	(1.967)	(240)
EW Orneta 2 Sp. z o.o.	1	-	1.859	-	-	(308)
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	1	-	304	-	-	(62)
ERG Wind Słupia sp. z o.o.	1	-	516	-	-	(139)
Corni Eolian S.A.	115	-	-	-	-	(197)
Globo Energy EOOD	3	-	-	-	-	-
K&S Energy EOOD	3	-	-	-	-	-
K&S Energy 1 EOOD	6	-	-	-	-	-
K&S Energy 2 EOOD	6	-	-	-	-	-
Mark 1 EOOD	4	-	-	-	-	(75)
Mark 2 EOOD	4	-	-	-	-	-
VG 1 EOOD	3	-	-	-	-	-
VG 2 EOOD	6	-	-	-	-	-
VG 3 EOOD	6	-	-	-	-	-
VG 4 EOOD	6	-	-	-	-	-
VG 5 EOOD	6	-	-	-	-	-
VG 6 EOOD	6	-	-	-	-	-
Wind Park Kavarna Est	6	-	-	-	-	-
Wind Park Kavarna Ovest	6	-	-	-	-	-
WP Bulgaria 4 EOOD	4	-	-	-	-	-
ERG Wind Bulgaria S.r.l.	25	-	-	-	-	(287)
Weselberg GmbH	1	-	3	-	-	(3)
ERG France Holding S.a.s	-	-	18.672	-	-	(17)
Parc Eolienne de la Voie Sacrée (Uranus)	1	-	20	-	-	(679)
Parc Eolienne d'Epense (Uranus)	1	-	5	-	-	(190)
ERG Solar Holding S.r.l.	25	-	-	-	-	(164)
Calabria Solar S.r.l.	1.953	-	-	(9.980)	-	-
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	788	-	675	(2.979)	-	(8)
ISAB Energy Solare S.r.l.	4	-	89	-	-	(3)
ERG Wind Park Linda GmbH	-	-	238	-	-	-
Creagg Riabhach	1	-	511	-	-	(41)
Parcs Eoliens de Fruges SARL	1	-	78	-	-	(3.129)
SPDM 1 Sas	-	-	2	-	-	(140)
ERG Sweden Holding AB	-	-	2.088	-	-	(5)
ERG Spain HoldCo	435	147	8.801	-	-	-
Almansol	1	-	120	-	-	(1.603)



	Ricavi			Costi		
	Vendite e prestazioni	Altri ricavi	Proventi finanziari	Acquisti	Costi per servizi e altri costi	Oneri finanziari
Tabernas	1	-	201	-	-	(1.419)
Ginestra S.r.l.	1.058	-	2.849	(5.323)	-	(11)
Breva Wind S.r.l.	2.057	1	-	(32.230)	(179)	(467)
Fregenal	1	-	224	-	-	(848)
Garnacha - Juli	1	-	16	-	-	(72)
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	687	-	82	-	-	-
ERG USA Holding Inc	113	-	1	-	-	-
Broken Cross Wind Farm Limited	-	-	199	-	-	-
Andromeda PV S.r.l.	449	-	109	-	-	-
ERG UK HOLDING LTD	372	-	22.645	-	-	(5)
Sandy Knowe Wind Farm Limited	1	-	270	-	-	(83)
ERG Poland Holding	180	-	4.756	-	-	(179)
<b>Controllanti</b>						
ERG S.p.A.	81	-	906	-	(39.119)	-

	Crediti			Debiti		
	Commerciali	Diversi	Finanziari	Commerciali	Diversi	Finanziari
<b>Controllate</b>						
ERG Wind Park Beteiligungs Gmbh	-	-	95.916	-	-	(2.145)
ERG Germany GMBH	1.375	20	-	(3)	-	-
ERG France Sarl	1.847	23	-	(6)	-	-
Voltwerk Windpark Worbzig Gmbh	1	-	-	(9)	-	(10)
Voltwerk Windpark Beesenstedt Gmbh	1	-	-	(14)	-	(6)
Windpark Cottbuser Halde Gmbh	-	-	-	-	-	(1)
WP Achmer Vinte Gmbh	1	-	177	-	-	(110)
ERG Wind 117 (Frehne) Gmbh	0	0	-	-	-	-
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville SAS	1	0	1	(56)	-	(379)
Parc Eolien du Patis SAS (Jallais)	0	0	-	-	-	-
Parc Eolien de St Riquier 1 SAS	-	0	-	-	-	(99)
Parc Eolien de la Souterraine	0	0	-	-	-	-
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	0	-	-	-	-	-
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	0	-	-	-	-	-
Omniwatt	0	0	-	-	-	-
Saint Fragne	-	-	-	-	-	(93)
ERG Wind France 1	0	0	-	-	-	-
Ferme Eolienne de Teterchen	1	-	1	(47)	-	(223)
C.P. de Montbeliard	-	0	-	-	-	-
C.P. de St Florentine	1	0	1	(53)	-	(526)
C.P. de Murat	0	-	3	(20)	-	(578)
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	1.145	-	-	(1.382)	(449)	(26.541)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	549	-	-	(623)	(138)	(3.470)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	610	-	-	(898)	(169)	(11.314)
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	445	-	46.651	(1.449)	(222)	-
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	-	0	-	-	-	-
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	-	0	-	-	-	-
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	-	0	-	-	-	-
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	-	0	-	-	-	-
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	-	0	-	-	-	-
Green Vicari S.r.l.	533	-	4.625	(1.468)	(656)	(213)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	1.892	-	-	(3.672)	(870)	(21.626)
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	-	-	-	-	-	(93)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	1.163	-	-	(3.188)	(442)	(22.115)
ERG Eolica Campania S.r.l.	1.022	2	-	(3.685)	(327)	(40.720)
EW Ornetà 2 Sp. z.o.o.	125	-	20.250	-	-	(25)
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	42	-	131	-	-	-
ERG Wind Słupia sp. z o.o.	70	-	192	-	-	-
Corni Eolian S.A.	97	-	-	-	-	(41.984)
Globo Energy EOOD	1	-	-	-	-	-
K&S Energy EOOD	1	-	-	-	-	-
K&S Energy 1 EOOD	2	-	-	-	-	-
K&S Energy 2 EOOD	2	-	-	-	-	-
Mark 1 EOOD	3	-	-	-	-	(16.710)
Mark 2 EOOD	1	-	-	-	-	-
VG 1 EOOD	1	-	-	-	-	-
VG 2 EOOD	2	-	-	-	-	-
VG 3 EOOD	2	-	-	-	-	-
VG 4 EOOD	2	-	-	-	-	-

	Crediti			Debiti		
	Commerciali	Diversi	Finanziari	Commerciali	Diversi	Finanziari
VG 5 EOOD	2	-	-	-	-	-
VG 6 EOOD	2	-	-	-	-	-
Wind Park Kavarna Est	2	-	-	-	-	-
Wind Park Kavarna Ovest	2	-	-	-	-	-
WP Bulgaria 4 EOOD	1	-	-	-	-	-
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	18	-	-	-	-	(41.701)
Weselberg GmbH	1	0	1	-	-	(3)
ERG France Holding S.a.s	-	-	413.101	-	-	(2.555)
Parc Eolienne de la Voie Sacrée (Uranus)	1	0	2	(69)	-	(542)
Parc Eolienne d'Epense (Uranus)	1	-	0	(19)	-	(108)
ERG Solar Holding S.r.l.	18	10	0	-	(0)	(40.247)
Calabria Solar S.r.l.	777	-	-	(700)	(558)	-
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	491	-	8.808	(161)	(150)	(698)
Epuron Sas	0	-	-	-	-	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	10	-	1.359	-	(14)	(568)
ERG Wind Park Linda GmbH	-	-	5.500	-	-	-
Creagg Riabhach	1	-	39	(94)	-	(91)
Le Moulin de Frouges	0	0	-	-	-	-
Parcs Eoliens de Fruges SARL	1	1	12	(256)	-	(1.942)
SPDM 1 Sas	-	-	2	-	-	(140)
ERG Sweden Holding AB	-	-	20.098	-	-	(15)
ERG Spain HoldCo	464	47	176.560	-	-	-
Almansol	49	0	-	-	-	(512)
Tabernas	25	0	-	-	-	(513)
Ginestra S.r.l.	495	-	46.323	(494)	(748)	(488)
Breva Wind S.r.l.	1.411	-	-	(4.786)	(858)	(75.102)
Fregenal	33	-	-	-	-	(181)
Garnacha - Juli	17	-	-	-	-	(57)
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	838	-	367	-	(329)	-
ERG USA Holding Inc	113	-	-	-	-	-
Broken Cross Wind Farm Limited	-	-	199	-	-	-
Andromeda PV S.r.l.	81	-	-	-	(242)	-
ERG UK HOLDING LTD	372	-	487.888	(7)	-	(4.931)
Sandy Knowe Wind Farm Limited	1	-	23	(73)	-	(55)
ERG Poland Holding	138	-	65.131	-	-	(42.669)
ERG Wind Investments S.r.l.	18	29	-	-	(1)	(16.179)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	22	17	128.907	(2)	(143)	-
ERG Wind Sardegna S.r.l.	18	-	-	-	-	-
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	18	-	18.633	-	-	-
ERG Wind 6 S.r.l.	18	-	-	-	-	-
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	18	-	-	-	-	-
ERG Wind MEG 1 LLP	1	-	12	(37)	-	(202)
ERG Wind MEG 2 LLP	1	-	4	(15)	-	(53)
ERG Wind MEG 3 LLP	1	-	-	(27)	-	(98)
ERG Wind MEG 4 LLP	1	-	-	6	-	(45)
ERG Wind Energy S.r.l.	6.072	3.435	144	(21.738)	(9.478)	-
<b>Controllanti</b>						
ERG S.p.A.	26	-	120.011	(46.730)	(9.832)	-



## RISULTATO ECONOMICO

---

Il bilancio al 31 dicembre 2025 si chiude con un utile di 42.916 migliaia di Euro dopo avere accertato imposte per 13.096 migliaia di Euro.

## DATI ESSENZIALI DELL'ULTIMO BILANCIO DI ERG S.P.A., SOCIETÀ CHE ESERCITA SU ERG POWER GENERATION S.P.A. L'ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

### STATO PATRIMONIALE

(migliaia di Euro)	31.12.2024
Attività immateriali	2.523
Immobili, impianti e macchinari	6.640
Attività per diritti di utilizzo	1.771
Partecipazioni	2.634.132
Attività finanziarie non correnti valutate al Fair value	12.251
Attività per imposte anticipate	8.367
Altre attività non correnti	6.428
<b>Attività non correnti</b>	<b>2.672.114</b>
Crediti commerciali	6.900
Altri crediti e attività correnti	22.251
Attività per imposte correnti	24.226
Attività finanziarie correnti valutate al Fair Value	7.381
Altre attività finanziarie correnti	449.795
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	515.252
<b>Attività correnti</b>	<b>1.025.805</b>
<b>Attività destinate ad essere trasferite</b>	
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>3.697.919</b>
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>760.905</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	1.113
Passività per imposte differite	8.073
Fondo Business Dismessi	79.861
Altri fondi non correnti	512
Altre passività finanziarie non correnti	2.011.713
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	1.105
<b>Passività non correnti</b>	<b>2.102.377</b>
Altri fondi correnti	359
Debiti commerciali	9.839
Altre passività finanziarie correnti	800.369
Passività finanziarie correnti per beni in leasing (2)	691
Altre passività correnti	11.086
Passività per imposte correnti	12.292
<b>Passività correnti</b>	<b>834.636</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>3.697.919</b>

**CONTO ECONOMICO**

(migliaia di Euro)	2024
Ricavi	38.652
Altri proventi	6.219
Costi per acquisti	(240)
Costi per servizi ed altri costi	(35.404)
Costi del lavoro	(26.671)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>(17.443)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni</b>	<b>(3.307)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>	<b>(20.751)</b>
Proventi finanziari	45.449
Oneri finanziari	(61.771)
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>	<b>(16.321)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	59.403
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni netti</b>	<b>59.403</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>22.331</b>
Imposte sul reddito	5.138
<b>RISULTATO NETTO DI ATTIVITA' IN FUNZIONAMENTO</b>	<b>27.469</b>
Risultato netto di attività destinate ad essere trasferite	
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>27.469</b>

## FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

In data 20 gennaio 2026, in conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, ERG ha annunciato il *signing* e contestuale *closing* di due importanti operazioni nel Regno Unito ed in Svezia.

ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, controllata da OnPath Energy, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici *onshore* operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto a Nordetic AB, società del gruppo eNordic, Independent Power Producer operante nei paesi nordici di proprietà del fondo Ardian, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società proprietaria del parco eolico di Furuby, situato in Svezia.

In data 20 febbraio 2026 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto-legge n. 21 "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico".

## PROPOSTA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Signori Soci,

concludiamo la nostra relazione invitandoVi a:

- approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 2025 che si chiude con un utile pari a 42.916.241 Euro;
- riportare a nuovo l'utile dell'esercizio.

Genova, 10 marzo 2026

per il Consiglio di Amministrazione  
L'Amministratore Delegato

Renato Alessandro Sturani

# RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



KPMG S.p.A.  
Revisione e organizzazione contabile  
Piazza Raffaele De Ferrari n.4 int. 1  
16121 GENOVA GE  
Telefono +39 010 564992  
Email [it-fmauditaly@kpmg.it](mailto:it-fmauditaly@kpmg.it)  
PEC [kpmgspa@pec.kpmg.it](mailto:kpmgspa@pec.kpmg.it)

## Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'Azionista Unico della  
ERG Power Generation S.p.A.

### Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

#### Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della ERG Power Generation S.p.A. (nel seguito anche la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2025, dal conto economico e dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalla nota integrativa.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione.

#### Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nel paragrafo "Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla ERG Power Generation S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

#### Altri aspetti

La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito in nota integrativa i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della ERG Power Generation S.p.A. non si estende a tali dati.

KPMG S.p.A.  
è una società per azioni  
di diritto italiano  
e fa parte del network KPMG  
di entità indipendenti affiliate a  
KPMG International Limited,  
società di diritto inglese.



Ancona Bari Bergamo  
Bologna Bolzano Brescia  
Catania Como Firenze Genova  
Lecce Milano Napoli Novara  
Padova Palermo Parma Perugia  
Pescara Roma Torino Treviso  
Trieste Varese Verona

Società per azioni  
Capitale sociale  
Euro 10.415.500,00 i.v.  
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi  
e Codice Fiscale N. 00709600159  
R.E.A. Milano N. 512867  
Partita IVA 00709600159  
VAT number: IT00709600159  
Sede legale: Via Giovanni Battista Pirelli, 38  
20124 Milano MI ITALIA



**ERG Power Generation S.p.A.**  
Relazione della società di revisione  
31 dicembre 2025

### **Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della ERG Power Generation S.p.A. per il bilancio d'esercizio**

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

### **Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio**

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale



**ERG Power Generation S.p.A.**  
Relazione della società di revisione  
31 dicembre 2025

esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di *governance*, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

## Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

### **Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del D.Lgs. 39/10**

Gli Amministratori della ERG Power Generation S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Genova, 25 marzo 2026

KPMG S.p.A.

Andrea Carlucci  
Socio

# RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2025, AI SENSI DELL'ART. 2429, COMMA 2 DEL CODICE CIVILE

## ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DELLA SOCIETÀ ERG POWER GENERATION S.P.A.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 abbiamo svolto l'attività di vigilanza demandata al Collegio Sindacale, ai sensi dell'art. 2403 Codice Civile e del D.lgs 58/98 in quanto applicabile, secondo i Principi di comportamento del Collegio Sindacale nelle società controllate da società con azioni quotate nei mercati regolamentati, emanati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, tenendo conto altresì delle specifiche normative applicabili.

Il Collegio dà atto di aver potuto verificare il rispetto delle norme di legge e di regolamento.

Con riferimento alle principali attività svolte dalla Società e dalle Società partecipate nel corso dell'esercizio 2025 si rimanda alla nota integrativa al Bilancio della Società.

Con riferimento alle attività svolte dal Collegio nel corso dell'esercizio 2025:

- abbiamo tenuto n. 5 riunioni, di cui una in modalità congiunta con i Collegi Sindacali delle altre società del Gruppo, ed abbiamo partecipato alle riunioni dell'Assemblea (n. 3) ed alle riunioni del Consiglio di Amministrazione (n. 8), vigilando sul rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari, che disciplinano il funzionamento degli organi della Società;
- abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con periodicità almeno trimestrale, informazioni sull'attività complessivamente svolta dalla Società e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale, accertando che le azioni deliberate e poste in essere fossero conformi alla Legge ed allo Statuto sociale e non fossero manifestamente imprudenti o azzardate, in potenziale conflitto di interesse ovvero in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale;
- abbiamo verificato la legittimità delle scelte gestionali operate dall'Organo Amministrativo e la loro adeguatezza economica, con esclusione del controllo di merito sulla loro opportunità e sulla loro convenienza;
- abbiamo vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno, strutturato a livello di Gruppo ed in costante aggiornamento sia nella capogruppo sia nelle società controllate. Il Collegio Sindacale ha preso atto – in base a quanto riferito – della valutazione positiva del Comitato Controllo e Rischi di ERG S.p.A. sull'adeguatezza del complessivo sistema di controllo interno, espressa nella sua relazione annuale sull'attività svolta nel 2025;
- abbiamo vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile adottato dalla Società e sul suo concreto funzionamento;
- abbiamo ricevuto nel corso dell'esercizio i report di Audit, riferiti alla Società e alle sue controllate, svolti dalla funzione specifica della Capogruppo direttamente dal *Chief Audit Officer*;
- abbiamo preso atto negli incontri congiunti ed infine dalla relazione ricevuta dall'Organismo di Vigilanza, istituito ai sensi del D. Lgs. 231/01, che nessuna criticità significativa è stata rilevata nel corso dell'anno ai fini dell'implementazione e dell'efficacia del Modello di Organizzazione e Gestione;
- il sistema amministrativo-contabile, per quanto da noi constatato ed accertato mediante l'ottenimento di informazioni dal Responsabile della funzione aziendale, l'esame di documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di Revisione, è in condizioni di rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- abbiamo verificato la tempestività nel fornire alla società controllante sia i dati necessari per la redazione del Bilancio sia le notizie richieste per adempiere agli obblighi di comunicazione di cui agli articoli 114 e 115 del D. Lgs. 58/98;

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta:

- non abbiamo rilevato alcuna operazione che, per natura o dimensione, assumesse carattere di atipicità o potesse definirsi inusuale né con terzi né con società infragruppo o con parti correlate;
- abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni infragruppo e con parti correlate di natura ordinaria, verificando l'esistenza ed il rispetto di procedure idonee a garantire che le operazioni in oggetto siano debitamente documentate, regolate secondo normali condizioni di mercato e rispondano all'interesse sociale; tali operazioni sono adeguatamente illustrate dagli amministratori nel Bilancio e nella Relazione sulla Gestione, cui si rimanda; per quanto riguarda in particolare i contratti di servizi infragruppo abbiamo condiviso i criteri di riaddebito dei costi;
- abbiamo confermato il consenso espresso dal Collegio sindacale in carica nell'esercizio di iscrizione ex art. 2426, co.1, n.5-6 del Codice Civile, di un avviamento generato dalla fusione per incorporazione, avvenuta con data efficacia 1° gennaio 2017, di ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. ed ERG Renew S.p.A. in ERG Power Generation S.p.A. pari a 3.754 migliaia di Euro, con una vita utile stimata di dieci anni, il cui valore residuo nel Bilancio 2025 è pari a 375 migliaia di Euro;
- nessuna denuncia è stata inviata da parte di soci ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile;
- non ci è pervenuta nessuna segnalazione da parte dei creditori pubblici qualificati ai sensi di quanto previsto dal c.d. "Codice della crisi d'impresa" e norme collegate;
- non abbiamo rilasciato parere di legge in corso d'anno;

- non abbiamo riscontrato omissioni né fatti censurabili o irregolarità da segnalare agli organi competenti o di cui fare menzione nella presente Relazione;

Segnaliamo, inoltre:

- la società è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento da parte della società controllante ERG S.p.A.: tale attività è costituita, oltre che dalla definizione delle strategie di business, dall'indicazione di linee strategiche relative agli aspetti organizzativi ed alle politiche del personale, dalla gestione della finanza strategica e della tesoreria di gruppo delle problematiche fiscali soprattutto in chiave di pianificazione, delle politiche di comunicazione, delle politiche in materie di ambiente, salute e sicurezza e sistemi informatici;
- sono stati adempiuti gli obblighi in materia di pubblicità previsti dall'art. 2497 bis del Codice Civile; in particolare, nella relazione sulla gestione sono segnalate le decisioni assunte nell'ambito dell'attività di direzione e coordinamento di ERG S.p.A.;
- la Società ha proceduto a verificare la presenza di indicatori di perdita durevole di valore in linea con quanto previsto dal principio contabile OIC 9; dalle attività svolte si sono ravvisati indicatori di svalutazioni a seguito degli impairment test di Gruppo che sono illustrati nel commento al Bilancio consolidato;
- la Società ha riclassificato nell'attivo circolante la partecipazione proprietaria degli assets svedesi ceduta nel mese di gennaio 2026;
- la Società partecipa al Consolidato fiscale nazionale, ai sensi degli artt. 117 e seguenti del Testo Unico delle Imposte sul reddito, con la società ERG S.p.A., quale consolidante;
- rispetto allo scorso anno, si segnala un esaurimento delle perdite fiscali maturate nel corso degli anni precedenti e cedute al consolidato dalla Capogruppo con conseguente ridotta remunerazione delle stesse; quindi, lo stralcio della fiscalità differita che lo scorso anno era stato significativo (22.379 migliaia di euro) per il 2025 è stato marginale.

La revisione legale dei conti del Bilancio è stata effettuata dalla società KPMG S.p.A., già incaricata dalla società controllante ERG S.p.A. per la revisione del proprio Bilancio d'esercizio e del Bilancio Consolidato.

Durante l'esercizio sono stati tenuti regolari rapporti con la Società di Revisione che è sempre intervenuta nelle verifiche sindacali per portare un aggiornamento sulle attività di revisione in corso al fine del reciproco scambio di dati ed informazioni rilevanti.

È stata sempre constatata la massima collaborazione, anche avuto riguardo all'attività preparatoria per il Bilancio d'esercizio, e non sono emersi fatti o aspetti rilevanti meritevoli di menzione.

Abbiamo esaminato il Bilancio Consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 redatto in conformità dei principi contabili internazionali emanati dallo IASB e, non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del Bilancio come detto sopra, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire se non porre l'attenzione sull'esito dell'*impairment test* svolto come ogni anno in linea con la Procedura di Gruppo approvata dal CDA della Capogruppo. In particolare le valutazioni sulle attività di Bilancio 2025 non hanno evidenziato la necessità di rettificare i valori in linea con lo scorso anno ad eccezione dell'*impairment test* delle CGU che sono valutate quest'anno al *Fair value* (valore recuperabile anziché valore d'uso) con il solo riferimento al solare spagnolo per i motivi ampiamente e dettagliatamente esposti nelle note del Bilancio consolidato (nota 22) e del Bilancio separato; anche il solare francese è stato valutato quest'anno al *Fair value* ma non si è evidenziata la necessità di rettificare i valori.

Gli effetti economici dell'*impairment* sono di circa euro 37 mil. nel Bilancio separato (svalutazione della sola partecipazione spagnola) e di euro 46 mil. nel Bilancio consolidato esclusivamente per l'impianto spagnolo. A riscontro delle valutazioni effettuate è stato inoltre richiesto un esercizio di valutazione ad un terzo indipendente, che ha confermato le valutazioni effettuate dal Gruppo. Nel Bilancio separato l'importo della svalutazione delle partecipazioni è pari a euro 74 mil. in quanto accoglie anche la svalutazione della partecipazione in ERG Sweden Holding AB al fine di allinearne il valore al prezzo di cessione avvenuta in gennaio 2026; come segnalato in precedenza la partecipazione, al netto della svalutazione, è stata riclassificata nell'attivo circolante.

Abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla Gestione e a tale riguardo non abbiamo osservazioni da riportare.

Per quanto in particolare riguarda l'attività di vigilanza sul Bilancio di esercizio, il cui controllo è stato attribuito alla società di revisione KPMG S.p.A., attestiamo che:

- sono state rispettate le norme di legge inerenti alla formazione, l'impostazione del Bilancio e della Relazione sulla gestione. Inoltre, si ritiene corretta l'adozione di principi contabili basati sulla prospettiva della continuità aziendale, in virtù di quanto illustrato nella Relazione sulla gestione circa l'evoluzione dell'attività della società; gli schemi di Bilancio adottati ed i principi contabili, descritti nella Nota integrativa, sono conformi alle norme di legge ed adeguati in relazione all'attività della società;
- come per il precedente esercizio, la società ha redatto il Bilancio di esercizio ai sensi dei principi contabili italiani, al fine del deposito nel Registro delle Imprese, predisponendo peraltro la reportistica periodica al fine della trasmissione della situazione economico-patrimoniale per la redazione delle situazioni infra-annuali e del Bilancio consolidato di ERG S.p.A. secondo i principi contabili internazionali IAS/IFRS;
- il Bilancio risponde ai fatti ed informazioni di cui il Collegio Sindacale è venuto a conoscenza nell'ambito dell'esercizio dei suoi doveri di vigilanza e dei suoi poteri di controllo ed ispezione;
- la Relazione sulla Gestione risponde ai requisiti previsti dall'art. 2428 del Codice civile ed è coerente con i dati e le risultanze del Bilancio; in conformità con il principio di revisione 720B, la Società di Revisione attesta la conformità della Relazione sulla Gestione alle norme di legge e rilascia una dichiarazione su eventuali errori significativi. Pertanto, il Collegio rinvia a quanto riportato dal Revisore nella sua relazione.

Sono inoltre illustrati nella Relazione sulla Gestione:

- l'evoluzione del quadro normativo di riferimento intervenuta nel corso dell'anno 2025, con riferimento alle tematiche ritenute di maggiore interesse o di più diretta rilevanza per le attività svolte, direttamente od indirettamente, dalla Società;
- i principali rischi ed incertezze cui la società è esposta, ai sensi dell'art. 2428 del Codice Civile;
- l'approvazione del "Decreto Bollette 2026", indicata nei "prospetti contabili" il cui effetto per gli anni futuri dipenderanno molto da eventuali modifiche in sede di conversione e dai provvedimenti ARERA di prossima emanazione.

La Nota integrativa illustra adeguatamente la movimentazione delle voci del Patrimonio netto, con l'indicazione per ciascuna di esse della possibilità di utilizzazione e distribuzione, nonché gli eventuali vincoli di natura fiscale.

La Società di revisione nella sua Relazione, emessa ai sensi degli artt. 14 del D.Lgs. 27/1/2010 n.39 e 165 del D.Lgs. 24/2/1998, n. 58, in data odierna, esprime il giudizio che *"il Bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della ERG Power Generation S.p.A. al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione."*

Il Collegio Sindacale, per quanto lo concerne, preso atto delle risultanze del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025 e della Relazione della società di revisione sul Bilancio stesso, non ha obiezioni da formulare in merito all'approvazione del Bilancio ed alla proposta di destinazione dell'utile formulata dagli Amministratori nella Nota integrativa.

Genova, 25 marzo 2026

#### **Il Collegio Sindacale**

Dott. Fabrizio Cavalli  
Presidente del Collegio

Dott. ssa Luisella Bergero  
Sindaco effettivo

Dott. Vincenzo Campo Antico  
Sindaco effettivo



## **ERG POWER GENERATION S.P.A.**

### **SEDE LEGALE**

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel +39 010 24011

PEC [ergpowergeneration@legalmail.it](mailto:ergpowergeneration@legalmail.it)

Capitale Sociale Euro 100.000.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 472583

Registro delle Imprese Genova,

Codice Fiscale e Partita IVA 01440590899

ERG S.p.A. - Aprile 2026

Questa pubblicazione è presente in formato pdf sul sito  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

Redazione: Group Administration  
[erg@legalmail.it](mailto:erg@legalmail.it)

A cura di Corporate Image  
[communication@erg.eu](mailto:communication@erg.eu)