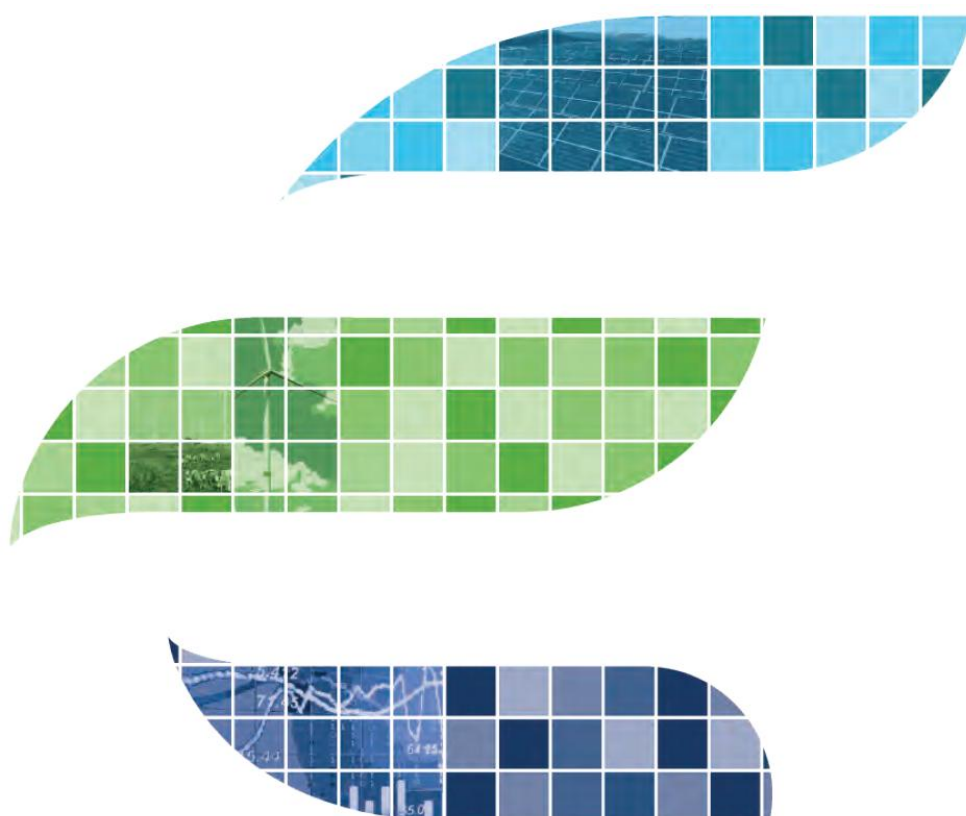




RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE al 30 GIUGNO 2026

Indice

Relazione Intermedia sulla Gestione

Il Gruppo ERG	3
Profilo del Gruppo	3
Organi societari	4
Aree geografiche di attività al 30 giugno 2026	5
Area di consolidamento al 30 giugno 2026	6
Modello Organizzativo	7
Variazione di perimetro di business nel primo semestre 2026	8
Strategia	8
ERG in Borsa	10
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	12
Risultati del periodo	13
Quadro Normativo – Incentivi e Tariffe	19
Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre	22
Risultati per Paese	30
Prospetti contabili	38
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026	52

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in otto paesi a livello europeo e 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 3.985 MW di capacità installata rinnovabile (3.307 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 del 2025, 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).

Esteri

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.324 MW.

Nell’eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.614 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), UK (412 MW), Polonia (142,5 MW), Romania (70 MW) e Bulgaria (54 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.

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo)²

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Paolo Arlandini (non esecutivo³)

Elisabetta Caldera (indipendente⁴)

Federica Lolli (indipendente⁴)

Marina Natale (indipendente⁴)

Elisabetta Oliveri (indipendente^{4,5})

Barbara Poggiali (non esecutivo)

Renato Pizzolla (non esecutivo)

Daniela Toscani (indipendente⁴)

Collegio Sindacale⁶

PRESIDENTE

Monica Mannino

SINDACI EFFETTIVI

Giulia De Martino

Fabrizio Cavalli

Dirigente Preposto (L. 262/05)

Michele Pedemonte⁷

Società di Revisione

KPMG S.p.A.⁸

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

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

³ Nominato in data 12 dicembre 2025, a seguito delle dimissioni rassegnate da Luca Bettonte dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. Paolo Arlandini è stato confermato Consigliere di Amministrazione non esecutivo della Società e membro del Comitato Strategico dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione in data 22 aprile 2026.

⁴ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma secondo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A. tenendo altresì conto dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi.

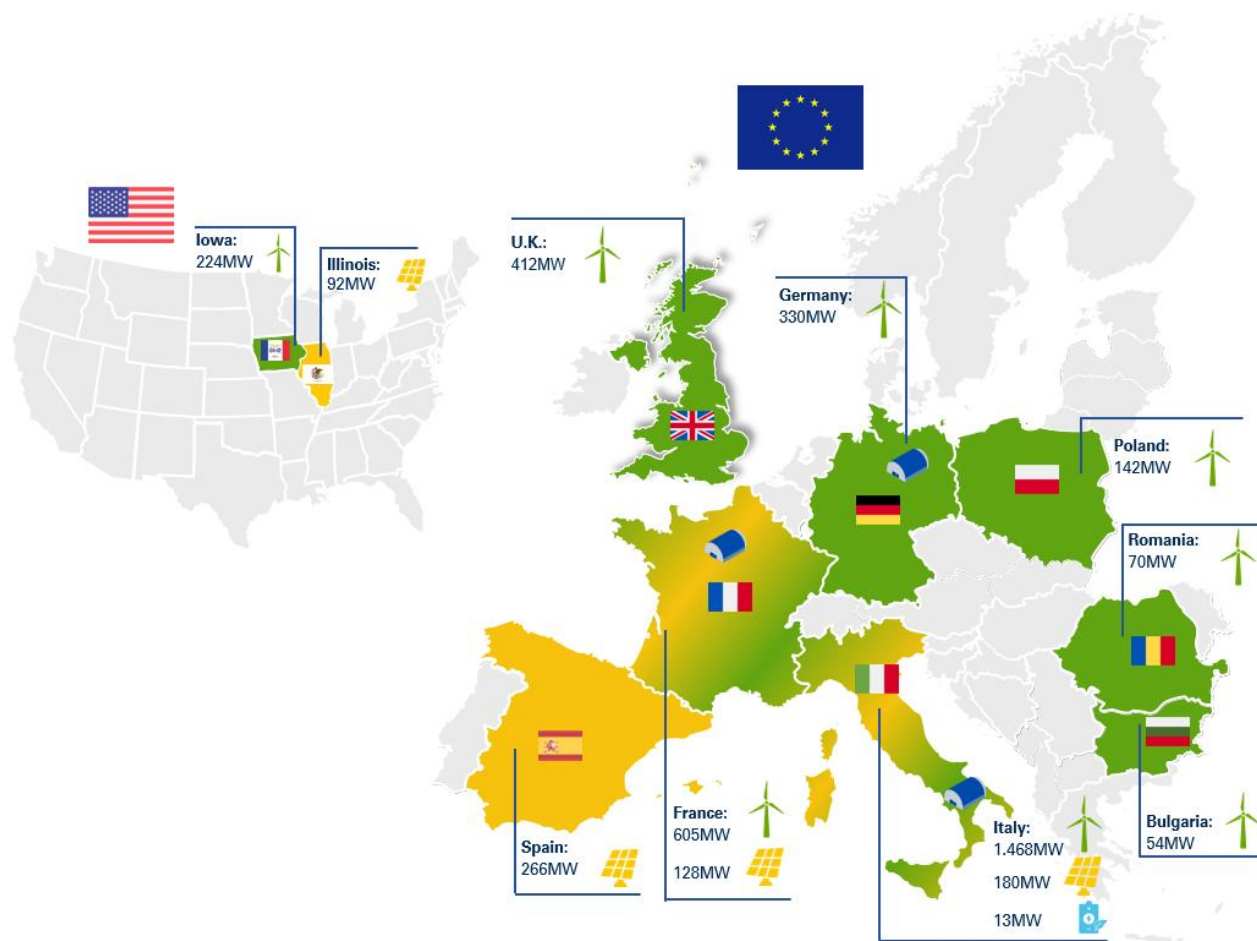
⁵ Nominata Lead Independent Director in data 13 dicembre 2024.

⁶ Collegio Sindacale nominato in data 22 aprile 2025.

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

⁸ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026. Si precisa che in data 22 aprile 2026 è stata nominata, ai sensi del regolamento (UE) n. 537/2014 per gli esercizi 2027-2035, la Società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A.

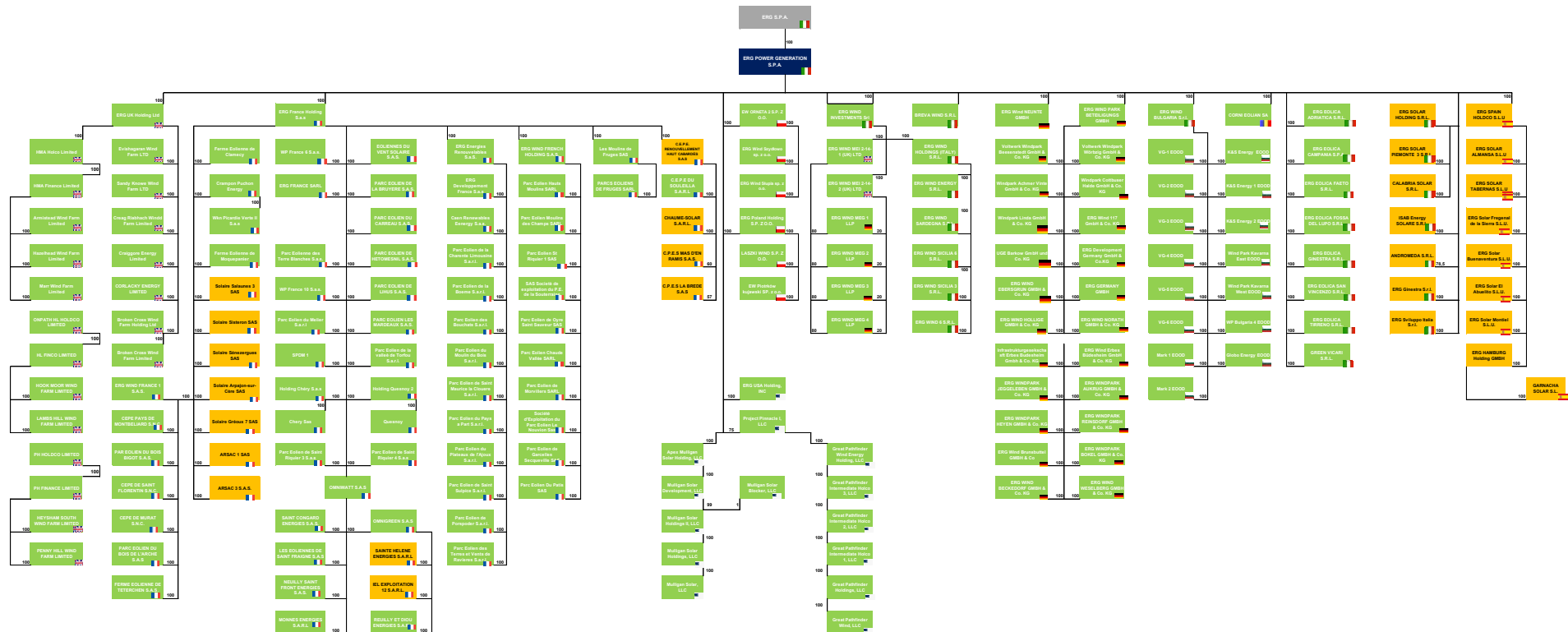
AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITA' AL 30 GIUGNO 2026



La mappa soprariportata si riferisce alla capacità installata del Gruppo al 30 giugno 2026.

Nel mese di gennaio 2026, il Gruppo ha aumentato la potenza installata in UK, pari a 412 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 30 GIUGNO 2026



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.

Variazione perimetro di business nel primo semestre 2026

Re-focus geografico per il Gruppo

In conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, in data 20 gennaio 2026, ERG ha perfezionato l'accordo con OnPath Energy Midco Limited per l'acquisito 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, i valori comparativi 2025 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi del business svedese, ceduto in data 20 gennaio 2026, alla voce "Risultato netto delle attività cessate".

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

Strategia

Nel corso del primo semestre 2026 il contesto geopolitico e macroeconomico si è confermato particolarmente complesso e in rapida evoluzione. Le tensioni internazionali, ulteriormente acuite dalla crisi in Medio Oriente, hanno riportato al centro del dibattito europeo il tema della sicurezza energetica, evidenziando ancora una volta la vulnerabilità dei sistemi energetici fortemente dipendenti dalle importazioni di combustibili fossili e l'esposizione delle economie europee alla volatilità dei prezzi delle commodity energetiche.

In tale scenario, la transizione energetica si dimostra non solo una leva fondamentale per la decarbonizzazione, ma anche un fattore strategico per rafforzare l'indipendenza energetica, la competitività industriale e la resilienza dei sistemi elettrici.

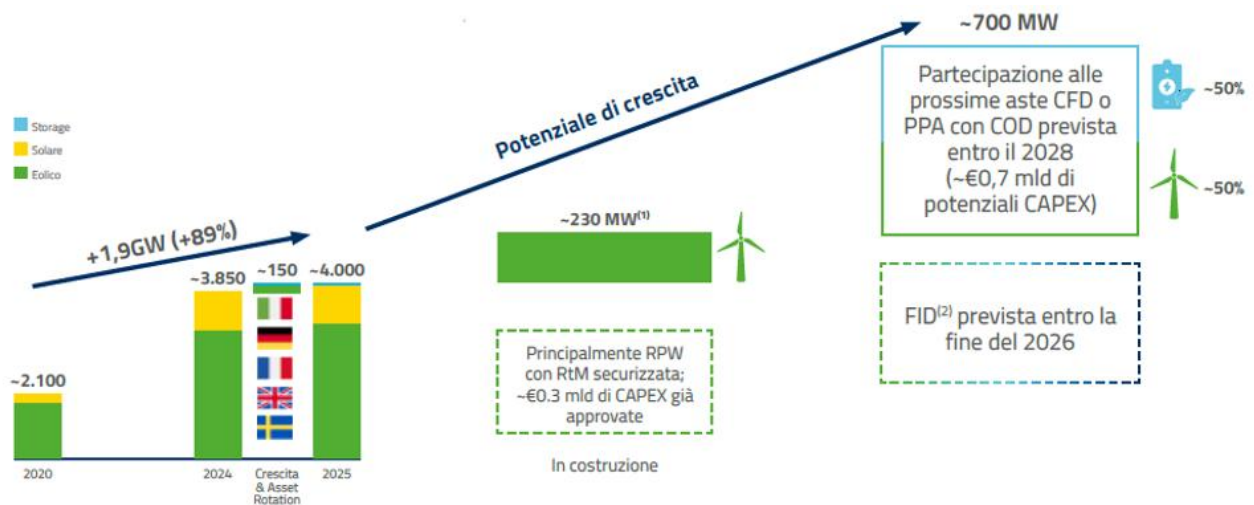
Si confermano altresì alcune priorità essenziali per il sistema: accelerare l'elettrificazione dei consumi, rafforzare le reti e sviluppare sistemi di accumulo, indispensabili per aumentare la flessibilità del sistema elettrico e gestire in modo efficiente la crescente penetrazione delle fonti non programmabili.

Alla luce di questo scenario, ERG conferma il proprio impegno nello sviluppo sostenibile del portafoglio rinnovabile, mantenendo un approccio selettivo e flessibile orientato alla qualità degli investimenti e alla creazione di valore.

A marzo 2026 ERG ha presentato al mercato le linee guida del Piano Industriale sul quale si basa il percorso di crescita del Gruppo. Si tratta di quattro pilastri strategici:

1. Ricerca dell'eccellenza operativa attraverso gestione proattiva del portafoglio asset grazie a digitalizzazione e manutenzione predittiva;
2. Sempre maggiore focus su sviluppo organico con particolare riferimento a progetti di repowering eolico e sistemi di accumulo: il repowering visto come leva per ringiovanire il portafoglio e stabilizzarne i ricavi, le BESS come componente di flessibilità essenziale per abilitare l'attesa maggiore penetrazione delle rinnovabili nei sistemi elettrici;
3. Avvio di una strategia di *asset rotation* e riposizionamento geografico anche attraverso un modello Build & Sell opportunistico;
4. Confermato un modello route-to-market orientato alla stabilizzazione nel lungo termine delle vendite tramite tariffe di tipo CfD assegnate in aste pubbliche o di contratti PPA con controparti private.

Un percorso di crescita solido e sostenibile



... richiederà investimenti di capitale per ~€1mld

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

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

Per il 2026 il focus riguarda la costruzione di 230 MW wind e lo sviluppo di 700 MW di asset (50%-50% tra RPW eolico e BESS). In parallelo sarà prioritario valutare opportunità di asset rotation per definire il miglior posizionamento geografico del Gruppo nel lungo termine e assicurarsi risorse finanziarie per supportare lo sviluppo della pipeline organica.

Per quanto riguarda la Route-to-Market, il Gruppo conferma un modello orientato alla stabilizzazione di lungo termine dei ricavi attraverso tariffe di tipo CfD assegnate in aste pubbliche e contratti PPA con primarie controparti corporate e utility.

Sul fronte finanziario, ERG conferma l'impegno nel mantenere l'IG rating.

Per il Gruppo la sostenibilità rimane una scelta concreta e consapevole, pienamente integrata nella strategia di business. Attraverso il Piano ESG, articolato nei pilastri Planet, People, Engagement e Governance, ERG prosegue il proprio percorso verso il Net Zero al 2040, confermandosi anche nel 2026 tra i top 5% performers dello S&P Global Sustainability Yearbook. Nel 2026 abbiamo dato seguito concreto a questa strategia:

- **Crescita:**
 - 269 MW attualmente in costruzione;
 - energizzazione del parco eolico di Aukrug in Germania per 22 MW;
 - acquisiti 73 MW di eolico in UK;
 - autorizzati 330 MW di eolico repowering e greenfield in Italia, Francia, Germania e UK;
 - autorizzati 240 MW di BESS in Italia.
- **Route to market:**
 - firma di un PPA settennale con Statkraft in Italia per 800 GWh.

ERG in Borsa

Al 30 giugno 2026 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 23,92 euro, in crescita (+8,83%) rispetto a quello della fine dell'anno precedente.

Nello stesso periodo andamenti positivi anche per lo S&P Global Clean Energy Index (+28,7%), l'Euro Stoxx Utilities Index (+16,7%), il FTSE MIB (+15,0%), il FTSE All Share (+14,0%) ed il FTSE Mid Cap (+6,0%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 20,40 euro (24 marzo) ed un massimo di 26,18 euro (27 febbraio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2026:

Prezzo dell'azione:

Prezzo di riferimento al 30.06	23,92
Prezzo max (27.02) ⁽¹⁾	26,18
Prezzo min (24.03) ⁽¹⁾	20,40
Media Prezzo di riferimento	22,82

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

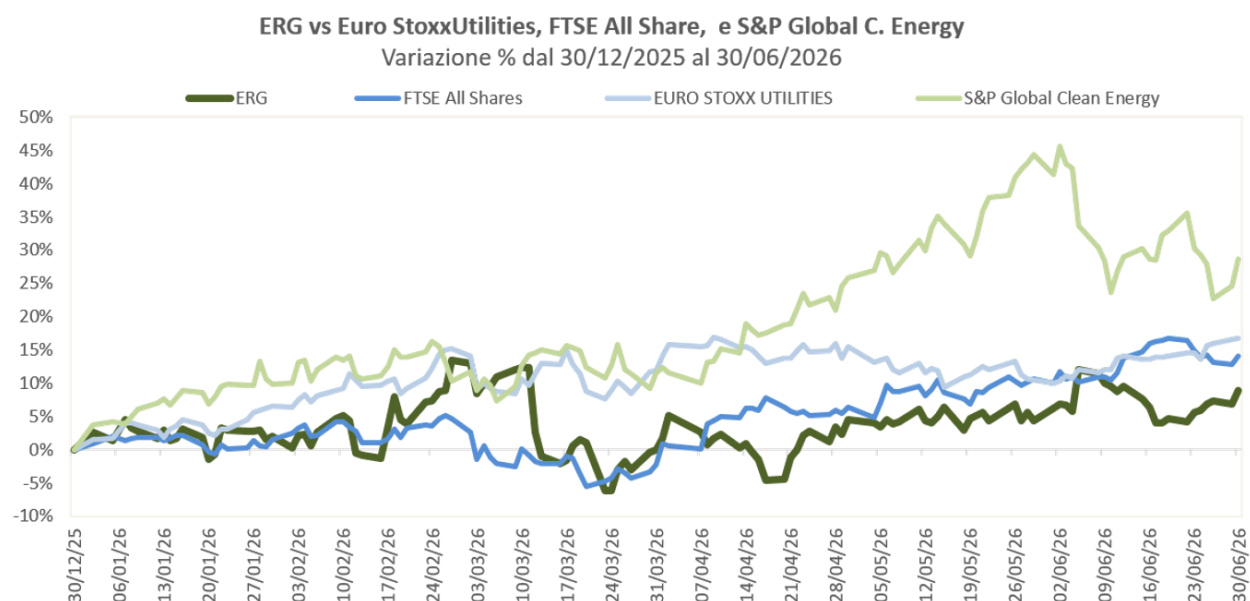
Volumi scambiati:

Volume massimo (18.02)	1.593.728
Volume minimo (09.01)	106.097
Volume medio	360.300

La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 3.596 milioni di euro (3.304 milioni di euro alla fine del 2025).

Il numero di azioni in circolazione al 30 giugno era pari a 145.354.760.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2026

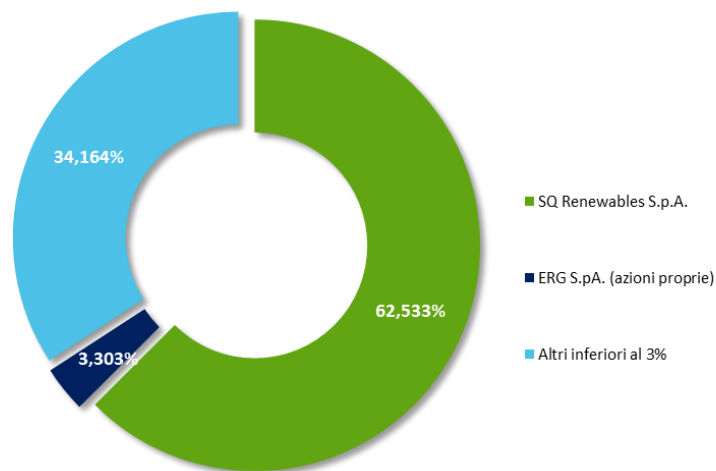


Programma di acquisto azioni proprie

L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 22 aprile 2026 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione all'acquisto, entro un massimale di 15.032.000 azioni ordinarie ERG, incluse le azioni proprie già possedute dalla Società alla data dell'Assemblea, del valore nominale pari ad euro 0,10 ciascuna, ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo al fine di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e con le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti.

L'assemblea ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad alienare, in una o più volte, e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione.

Di seguito la composizione del capitale sociale alla data di Reporting del 30 giugno 2026:



Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
20 gennaio 2026	UK & Nordics	Wind	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	Italia	Corporate	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 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.
12 marzo 2026	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio Consolidato Integrato 2025, le linee guida strategiche del Piano Industriale di lungo termine che sarà presentato tra la fine del 2026 e l'inizio del 2027, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari al 31 dicembre.
22 aprile 2026	Italia	Corporate	L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha confermato Paolo Arlandini quale Consigliere di Amministrazione e componente del Comitato Strategico, ha conferito a PricewaterhouseCoopers S.p.A. l'incarico di revisione legale dei conti per gli esercizi 2027-2035 e di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità per gli esercizi 2027-2029.
14 maggio 2026	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
18 giugno 2026	Italia	Corporate	ERG si è posizionata quarta nell'"Identity Corporate Index 2026" (ICI), l'indice che analizza l'integrazione dei fattori ESG nelle strategie aziendali. Nell'edizione 2026 sono state prese in esame oltre 100 società italiane ed ERG ha ottenuto la prima posizione fra le società <i>mid size</i> , la seconda nella categoria "Energia e Utility" e la quarta nel ranking assoluto.

Altre informazioni

Si fa presente che lo scorso 19 maggio 2026 è stato notificato ad ERG Power Generation S.p.A. un avviso di garanzia ai sensi degli articoli 369 e 369-bis del codice di procedura penale relativo all'eventuale violazione da parte di tale società degli articoli 21, 5 comma 1, lett. a), 6 e 24-bis) del D.Lgs. n. 231 del 8 giugno 2001 in relazione al reato presupposto di cui all'articolo 617-quater ("Intercettazione, impedimento o interruzione illecita di comunicazioni informatiche o telematiche") del Codice penale. Unitamente al suddetto avviso sono state notificate alla società in questione alcune richieste documentali, a cui è stato dato puntuale riscontro.

Tale avviso si inserisce nell'ambito della più ampia indagine condotta dalla Procura del Tribunale di Milano con riferimento alle attività svolte dalla società di investigazione Equalize S.r.l., oggetto in precedenza di notizie apparse sugli organi di stampa anche con riferimento ai rapporti col gruppo ERG, per le quali si rimanda al Comunicato Stampa di ERG del 28 ottobre 2024.

Sulla base delle informazioni disponibili, l'avviso di garanzia risulta essere stato notificato ad ERG Power Generation S.p.A. successivamente alla notifica dell'avviso di chiusura delle indagini preliminari ex articolo 415-bis del codice di procedura penale ad alcuni dipendenti del gruppo ERG, indagati per il reato presupposto (articolo 617-quater del codice penale), avvenuta lo scorso aprile 2026.

Si ritiene che le attività siano state condotte da ERG Power Generation S.p.A. sempre nel pieno rispetto della legge e delle proprie policy aziendale e che non vi siano, pertanto, i presupposti per la configurabilità di alcun reato in capo alla stessa.

Highlights ⁽¹⁾

Adjusted Anno		Reported 1° semestre		Adjusted 1° semestre	
(milioni di Euro)		2026	2025 ⁽²⁾	2026	2025 ⁽²⁾
2025 ⁽²⁾	Principali dati economici				
744	Ricavi	409	378	409	378
535	Margine operativo lordo	288	269	295	271
262	Risultato operativo netto	114	126	154	134
157	Risultato netto di Gruppo	64	78	95	83
72%	Ebitda Margin %	70%	71%	72%	72%
2025	Principali dati finanziari	2026	2025		
4.165	Capitale investito netto ⁽³⁾	4.135	4.275		
2.045	Patrimonio netto	1.951	2.096		
1.882	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽⁴⁾	1.939	1.949		
2.119	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽⁴⁾	2.184	2.179		
48%	Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽⁵⁾	49%	48%		
Anno		1° semestre			
2025		2026		2025	
	Dati operativi				
3.974	Totale capacità installata a fine periodo MW			3.985	3.914
	<i>Nuova capacità installata del periodo</i>			71	
	di cui Italy Wind MW			-	
	di cui Italy Solar MW			1	
	di cui Italy Storage MW			13	
	di cui Estero Wind MW			58	
	di cui Estero Solar MW			-	
7.082	Totale produzioni di energia elettrica GWh			3.868	3.618
	<i>Produzioni legate alla nuova capacità del periodo</i>			164	
	di cui Italy Wind GWh			(11)	
	di cui Italy Solar GWh			4	
	di cui Estero Wind GWh			171	
	di cui Estero Solar GWh			-	
535	Margine Operativo Lordo			295	271
231	Italy Wind			129	124
96	Italy Solar			46	48
207	Estero Wind			120	100
18	Estero Solar			10	9
(17)	Corporate			(9)	(10)
100	Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾ Euro/MWh			100	100
235	Investimenti ⁽⁷⁾ milioni di Euro			203	143
672	Dipendenti a fine periodo Unità			676	669

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

⁽²⁾ Si precisa che i valori economici 2025 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi del business svedese, ceduto nel mese di gennaio 2026, alla voce "Risultato netto delle attività cessate".

⁽³⁾ Il Capitale Investito Netto del 2025 include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia.

⁽⁴⁾ L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16 e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività. Il dato del 2025 include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia e ceduto nel gennaio 2026.

⁽⁵⁾ La leva finanziaria ante IFRS 16 è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of use assets pari a 214 milioni.

⁽⁶⁾ I ricavi netti unitari (espressi al netto delle restituzioni clawback) sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, 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.

⁽⁷⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2026 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2026 nel nord dell'Inghilterra (73 MW) pari a 115 milioni, mentre il dato comparativo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta in Scozia per complessivi 43 MW.

Commento ai risultati del semestre

Nel primo semestre 2026 i **ricavi adjusted** sono pari a 409 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (378 milioni), per effetto delle produzioni che sono state pari a 3,9 TWh in aumento rispetto al medesimo periodo del 2025 (3,6 TWh), seppur inferiori alle medie storiche di lungo termine, principalmente grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio (+0,2 TWh) e alla maggiore ventosità riscontrata in Italia, UK e Francia, soprattutto nel primo trimestre dell'anno. I ricavi netti unitari sono risultati complessivamente in linea con il periodo comparativo, beneficiando anche del contributo dei nuovi assets.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 295 milioni, in aumento rispetto ai 271 milioni (+25 milioni, +9%) registrati nel primo semestre 2025.

ITALIA

- **Eolico (+5 milioni):** margine operativo lordo pari a 129 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (124 milioni), grazie alla maggior ventosità riscontrata nel semestre in parte compensata dai minori prezzi di vendita dovuti a coperture a prezzi inferiori rispetto all'analogo periodo del 2025, cui si aggiunge il decremento del prezzo dell'incentivo GRIN (50 Euro/MWh nel 2026, 55 Euro/MWh nel 2025). Le produzioni totali risultano pari a 1.435 GWh, in aumento rispetto ai 1.300 GWh del medesimo periodo del 2025, nonostante alcuni fermi per le attività di repowering degli impianti (-11 GWh) e limitazioni di rete superiori al semestre 2025.
- **Solare (-2 milioni):** margine operativo lordo pari a 46 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2025 (48 milioni) principalmente per i minori prezzi catturati per effetto delle coperture fissate a prezzi inferiori in parte compensati dal contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering. Le produzioni sono state pari a 142 GWh, in aumento rispetto ai 140 GWh del primo semestre 2025 nonostante le limitazioni di rete del periodo.

ESTERO

- **Eolico (+20 milioni):** margine operativo lordo pari a 120 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (100 milioni) per effetto della capacità entrata in esercizio nel corso del 2025 e nel primo semestre 2026 e della maggiore ventosità registrata in Regno Unito e Francia, in parte compensate dai minori prezzi catturati. Le produzioni totali risultano pari a 1.954 GWh in aumento rispetto ai 1.799 GWh del medesimo periodo del 2025 principalmente grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio per +171 GWh. In particolare, si segnala in positivo la forte performance del portafoglio UK (margine operativo lordo pari a 40 milioni, +25 milioni rispetto all'analogo periodo 2025) principalmente grazie al contributo dei nuovi assets (+17 milioni) e alla maggiore ventosità riscontrata. La performance del parco eolico in USA (224 MW) ha invece risentito significativamente nei primi mesi dell'anno di eventi climatici straordinari (-5 milioni), con impatto sulla disponibilità dell'impianto, nonché di congestioni di rete che hanno penalizzato il prezzo di vendita.
- **Solare (+0,2 milioni):** margine operativo lordo pari a 9,6 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2025 (9,3 milioni) principalmente per la partecipazione al capacity market in USA, nonostante le minori produzioni in tutti i paesi ed i minori prezzi catturati principalmente in Spagna. Le produzioni sono state pari a 338 GWh nel primo semestre 2026 rispetto ai 379 GWh del medesimo periodo 2025 e risultano influenzate da fermi per prezzi negativi e dalla partecipazione al mercato dei servizi ancillari in Spagna.

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 154 milioni (134 milioni nel primo semestre 2025). Gli ammortamenti sono stati pari a 141 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (136 milioni) per il pieno contributo dei parchi acquisiti e dei parchi sviluppati internamente nel corso degli ultimi dodici mesi (8 milioni), in parte compensato dal termine della vita utile di alcuni parchi eolici (2 milioni) e dal fermo programmato di alcuni impianti oggetto di repowering e revamping (2 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 95 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (83 milioni) e riflette, oltre a quanto già commentato, i maggiori oneri finanziari per 5 milioni che risentono principalmente di minori proventi finanziari sulla liquidità investita e maggiori imposte per 4 milioni.

Il **risultato netto di Gruppo** è pari a 64 milioni (78 milioni nel primo semestre 2025) per le motivazioni già sopra commentate per i risultati operativi. Il risultato inoltre comprende la svalutazione degli asset solari oggetto di Revamping (25 milioni *net tax*), oltreché gli special items.

Nel primo semestre 2026, gli **investimenti** sono stati pari a 203 milioni (143 milioni nel primo semestre 2025) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un portafoglio eolico nel Regno Unito (73 MW) e all'avanzamento delle attività di repowering, in linea con le tempistiche di Piano, su parchi eolici in Italia, in Francia e Germania e alla costruzione di impianti greenfield in Germania e Francia. Parallelamente, proseguono le ordinarie attività di manutenzione finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza e l'affidabilità degli impianti.

L'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** risulta pari a **1.939 milioni**, in aumento rispetto al 31 dicembre 2025 (1.882 milioni). La variazione riflette la distribuzione dei dividendi agli azionisti (149 milioni⁹), gli investimenti del periodo (87 milioni), gli interessi passivi (27 milioni) e il pagamento delle imposte (6 milioni) al netto del positivo flusso di cassa operativo del semestre (254 milioni¹⁰). La variazione del periodo riflette inoltre gli effetti delle operazioni di re-focus geografico avvenute nel gennaio 2026 con riferimento alla cessione dell'asset svedese (cash-in 71 milioni) e all'acquisizione degli asset eolici nel nord dell'Inghilterra (cash-out 115 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto post IFRS 16** include inoltre la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 30 giugno 2026, a 245 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2025 (237 milioni). L'incremento del periodo della passività ex IFRS 16 è riconducibile principalmente all'effetto perimetro derivante dall'acquisizione degli asset eolici nel nord dell'Inghilterra (73 MW), solo in parte compensato dalla cessione dell'asset svedese, operazioni contestuali avvenute in data 20 gennaio 2026.

⁹ Di cui 3 milioni alle minorities.

¹⁰ Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

Basis for preparation

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2026, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, include il Bilancio Consolidato semestrale, predisposto in forma abbreviata conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

Gli importi riportati nella Relazione intermedia sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in milioni di Euro.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della società di revisione KPMG S.p.A. secondo le modalità previste dalle disposizioni della CONSOB; i risultati di tali attività saranno resi pubblici appena disponibili.

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.

La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico (per complessivi 73 MW) a partire dal 1° gennaio 2026.

In parallelo ERG, in data 20 gennaio 2026, 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.

Si precisa inoltre che il dato relativo al primo semestre 2025 è stato riesposto, ai fini comparativi, senza il contributo del business svedese, e riclassificato nella riga "Risultato netto delle attività cessate" in applicazione dell'IFRS 5.

Per ulteriori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alla sezione "Indicatori alternativi di performance".

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

Si precisa 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.

Beneficio dilazione CfD Polonia

Le società polacche EW Piotrków Kujawski sp. z o.o. e Laszki Wind sp. z o.o., beneficiarie del meccanismo incentivante CfD (Contract for Difference) previsto dal sistema d'aste OZE, hanno ricevuto nel primo semestre 2026 conferma che il saldo debitorio maturato nel primo periodo d'asta sarà regolato rispettivamente nel 2038 e nel 2039, anziché al termine del primo triennio come precedentemente stimato. Tale integrazione alle informazioni disponibili ha comportato, in applicazione dello IAS 8, una revisione della stima relativa al profilo temporale dei flussi finanziari attesi e la conseguente rideterminazione della passività secondo i principi dell'IFRS 9. L'aggiornamento della stima ha determinato la rilevazione di un provento finanziario pari a 4,7 milioni

nel primo semestre 2026. Ai fini della rappresentazione adjusted, il Gruppo ha riclassificato tale beneficio dall'area finanziaria all'EBITDA, in quanto ritenuto parte integrante del meccanismo incentivante e alla revisione di una passività di natura operativa.

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.

Mercato di riferimento

Scenario prezzi

Anno	Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	1° semestre	
2025		2026	2025
	Italia		
116	PUN ⁽¹⁾	127	120
55	Tariffa incentivante (GRIN) - Italia	50	55
36	TTF	43	43
74	CO2 (Euro/t)	76	70
	Estero		
61	Francia	62	67
89	Germania	99	91
111	Polonia	117	108
104	di cui Energia Elettrica	111	101
6	di cui Certificati d'Origine	6	7
107	Bulgaria	107	109
137	Romania	144	139
108	di cui Energia Elettrica	114	110
29	di cui Certificato Verde	29	29
115	Irlanda del Nord	129	126
94	Gran Bretagna	107	105
65	Spagna	50	62
33	MISO-MidAm (\$/MWh)	35	29
39	MISO-Illinois (\$/MWh)	43	37

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale.

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI E TARIFFE

INCENTIVI E TARIFFE ITALIA

Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ 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: a tariffa 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 ed il meccanismo di supporto è del tipo "CFD a due vie", attraverso cioè il riconoscimento al produttore del differenziale tra la tariffa aggiudicata in asta ed il prezzo di mercato, se più basso della tariffa (oppure retrocedendo al GSE 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 Transitorio), disciplinando una sola asta nell'anno 2025 con contingenti di potenza differenziati per tecnologia. Il supporto, sempre della tipologia 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).
- Gli interventi di rifacimento integrale (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti (questo a partire già dalla sesta asta del DM 4 luglio 2019), anche se non hanno aderito al c.d. "Spalma-incentivi volontario", sebbene con l'applicazione di una decurtazione del 5% sulla tariffa aggiudicata. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,95. Entrambe le penalizzazioni non trovano applicazione nel caso in cui l'intervento di rifacimento dell'impianto comporti incrementi di potenza maggiori o uguali al 20%.
- In giugno, La Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti di Stato per sostenere la costruzione di impianti per la produzione di energia elettrica utilizzando energia eolica onshore, solare, idroelettrica e biogas attraverso aste CFD (per complessivi circa 35 GW, di cui 16,5 da destinare ad aste per la tecnologia eolica onshore). Il cosiddetto Decreto FER-X Definitivo, firmato dal MASE, è stato trasmesso agli organi di controllo (Corte dei Conti) ed è prevista la sua pubblicazione entro la fine di luglio. Il nuovo schema permetterà aste da svolgersi nel biennio 2026-2028, per erogare un supporto di tipo CFD a due vie, riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, come nel precedente FER-X Transitorio)

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. Il supporto, sempre della tipologia 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).
 - Gli interventi di rifacimento integrale 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 o uguali al 20%.
 - In giugno, La Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti di Stato per sostenere la costruzione di impianti per la produzione di energia elettrica utilizzando energia eolica onshore, solare, idroelettrica e biogas attraverso aste CfD (per complessivi circa 35 GW, di cui 10 da destinare ad aste per il fotovoltaico). Il cosiddetto Decreto FER-X Definitivo, firmato dal MASE, è stato trasmesso agli organi di controllo (Corte dei Conti) ed è prevista la sua pubblicazione entro la fine di luglio. Il nuovo schema permetterà aste da svolgersi nel biennio 2026-2028, per erogare un supporto di tipo CfD a due vie, riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, come nel precedente FER-X Transitorio)

INCENTIVI E TARIFFE ESTERO

Germania	Eolico	- Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo <i>feed-in tariff</i> (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: <i>feed-in tariff</i> (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del <i>load factor</i> effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400. - Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: <i>feed-in premium</i> (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. - Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta (per l'aggiudicazione di incentivi di durata 20 anni parzialmente adeguati ad indici inflattivi su base annua) o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW e che rispettano specifici criteri.
Francia	Solare	- Introdotta nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW. - A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie di durata 20 anni, parzialmente adeguato ad indici inflattivi su base annua. 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. - Nel secondo semestre 2024, in Romania è entrato in vigore un meccanismo di sostegno alla produzione di energia rinnovabile da fonte e fotovoltaica eolica onshore (di nuova costruzione, il meccanismo non è aperto a progetti repowering). Il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d’asta a ribasso, per l’aggiudicazione di una tariffa (in euro/MWh) con contratti di tipo CfD di durata 15 anni, con possibilità di adeguamento ad indici inflattivi su base triennale. Il meccanismo è stato approvato per aste da svolgersi entro il 2025. Si sono svolte due aste per ciascuna tecnologia (rispettivamente nel 2024 e nel 2025) e ad oggi non sono note tempistiche per aste successive.
Spagna	Solare	<i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la “<i>Retribución a la Inversión</i>” (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in €/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell’impianto. È anche previsto un ulteriore elemento di integrazione dei ricavi, espresso in €/MWh, qualora necessario, a copertura dei costi operativi “<i>Retribucion a la Operacion</i>” - A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della “<i>Retribución a la Inversión</i>” (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell’impianto, in base al valore dell’offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell’investimento iniziale (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv. - A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell’adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell’energia elettrica prodotta. L’incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell’energia elettrica (CfD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.
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 NEL SEMESTRE

UNIONE EUROPEA

• **Semestre europeo 2026 e rafforzamento della resilienza energetica europea**

La Commissione europea ha pubblicato il “Pacchetto di primavera” del Semestre europeo 2026, definendo gli orientamenti per gli Stati membri volti a rafforzare competitività, autonomia strategica, resilienza economica e coesione sociale, mantenendo al contempo la sostenibilità della finanza pubblica. La riduzione della dipendenza dai combustibili fossili importati rappresenta un elemento essenziale per migliorare la sicurezza energetica europea e sostenere la competitività industriale; la transizione energetica e l'elettrificazione sono considerate le soluzioni strutturali per ridurre i costi energetici nel lungo periodo. Il pacchetto introduce, tra l'altro, maggiore flessibilità fiscale per investimenti destinati alla resilienza energetica. Gli Stati membri potranno richiedere margini aggiuntivi nell'ambito della clausola di salvaguardia nazionale, con un limite fino allo 0,3% del PIL annuo nel periodo 2026-2028 e fino allo 0,6% complessivo, per investimenti finalizzati a rafforzare sicurezza e indipendenza energetica.

• **Quadro temporaneo europeo sugli aiuti di Stato per la crisi in Medio Oriente (METSAF)**

La Commissione europea ha modificato il quadro temporaneo sugli aiuti di Stato in risposta agli effetti economici della crisi in Medio Oriente, introducendo maggiore flessibilità per consentire agli Stati membri di adottare misure a sostegno del sistema energetico in presenza di significativi aumenti dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità. Il nuovo quadro permette interventi temporanei per attenuare l'impatto dell'incremento dei costi del gas utilizzato nella produzione elettrica, subordinatamente a una valutazione caso per caso da parte della Commissione europea. Le misure dovranno essere chiaramente definite, limitate nel tempo e strutturate in modo da evitare distorsioni del mercato interno. Gli eventuali sostegni potranno compensare esclusivamente aumenti specifici dei costi del gas, senza includere i costi derivanti dal sistema europeo di scambio delle quote di emissione, preservando così gli incentivi alla decarbonizzazione. Gli aiuti dovranno essere attuati nell'ambito di regimi preventivamente approvati dalla Commissione entro la fine dell'anno.

• **Comunicazione AccelerateEU per rafforzare la transizione energetica**

La Commissione europea ha pubblicato la Comunicazione AccelerateEU con l'obiettivo di affrontare l'aumento dei costi energetici legato alla volatilità dei mercati dei combustibili fossili, accelerando al contempo la transizione verso un sistema energetico più resiliente e decarbonizzato. La strategia prevede un incremento del ritmo di installazione delle fonti rinnovabili fino a circa 100 GW/anno, la riduzione dei tempi autorizzativi a un massimo di 2 anni entro la fine del 2026, lo sviluppo del repowering degli impianti esistenti e il potenziamento delle reti, dei sistemi di accumulo e delle risorse di flessibilità. La Commissione fornirà supporto agli Stati membri nella definizione di misure di sostegno, inclusi interventi sui prezzi e sulla fiscalità energetica. È inoltre previsto per luglio 2026 un pacchetto dedicato all'elettrificazione, con un obiettivo europeo specifico, strumenti per ridurre il divario di costo tra elettricità e combustibili fossili e misure per favorire tecnologie elettriche come pompe di calore, accumuli e mobilità elettrica.

• **Accordo tripartito europeo per accelerare lo sviluppo dei sistemi di accumulo**

La Commissione europea ha promosso il primo accordo tripartito europeo sui sistemi di accumulo energetico, coinvolgendo Stati membri, sviluppatori e produttori di tecnologie, operatori delle fonti rinnovabili, industrie energivore e istituzioni finanziarie. L'iniziativa mira ad accelerare nel breve periodo la diffusione degli accumuli, essenziali per integrare la crescente produzione rinnovabile, aumentare la flessibilità del sistema elettrico e contribuire alla riduzione e stabilizzazione dei prezzi dell'energia. Nell'ambito dell'accordo, 22 Stati membri hanno assunto

impegni per lo sviluppo di capacità di accumulo nei prossimi 2 anni, per un volume complessivo stimato tra 30 e 35 GW. Gli operatori forniranno

indicazioni sulla pipeline di nuovi progetti, mentre gli Stati membri si impegnano a rimuovere barriere regolatorie e favorire strumenti di sostegno coerenti con il quadro europeo sugli aiuti di Stato. Le istituzioni finanziarie contribuiranno inoltre a facilitare l'accesso ai capitali e a rafforzare la bancabilità dei progetti”.

• **Grid Package e CFD a due vie**

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, 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. Il Grid Package vieta pure la creazione di “ampie zone” non idonee alle rinnovabili.

È stata pubblicata anche l'attesa Linea guida sui CfD a due vie, e la loro integrazione ai PPA. Si tratta di un documento non vincolante sulle migliori pratiche relative ai meccanismi di supporto pubblico. La Commissione ravvisa l'esigenza di adeguare gli schemi incentivanti ai bisogni del sistema elettrico, pertanto, invita gli Stati Membri a favorire meccanismi di tipo *production-independent* piuttosto che *production-based*.

ITALIA

• **Approvazione europea del regime FER X per il sostegno alle fonti rinnovabili**

La Commissione Europea ha approvato il FER X a regime per il sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso aste competitive con Contratti per differenza a due vie, applicabile attualmente fino al 30 giugno 2028. Il meccanismo conferma gli elementi principali del regime transitorio, tra cui i requisiti di accesso, i criteri di solidità finanziaria, la priorità per i progetti localizzati in aree idonee, la remunerazione incentivante sul 95% della produzione e il mantenimento dell'ammissibilità dei progetti di repowering. Tra le novità introdotte figurano l'applicazione di coefficienti zionali per la valutazione delle offerte, l'anticipazione delle garanzie economiche alla fase di manifestazione di interesse, l'utilizzo di componenti ricondizionati e nuovi obblighi di partecipazione ai mercati di bilanciamento. Sono inoltre previste aste dedicate nell'ambito del Net Zero Industry Act, fino al 30% dei volumi annuali fotovoltaici ed eolici, per progetti caratterizzati da requisiti di resilienza e sostenibilità della filiera.

• **Decreto-Legge 21 del 20 febbraio 2026 [c.d. DL Energia/Bollette] e sua conversione in Legge**

Il Decreto-legge 21/2026, convertito in legge in aprile, introduce misure che impattano 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.

Tra le principali misure che incidono sul prezzo a pronti dell'elettricità vi sono:

- un monitoraggio più stretto delle eventuali condotte opportunistiche sul mercato elettrico all'ingrosso ai sensi del REMIT;
- a partire dal 1/1/2027 (i) un meccanismo di rimborso di parte dei costi dei produttori termoelettrici a gas naturale, limitatamente al gas utilizzato per la produzione elettrica immessa in rete e nei limiti di costo connessi agli adempimenti ETS;
- (ii) una misura per neutralizzare, per volumi limitati, il differenziale TTF-PSV nel costo del gas;
- (iii) il rimborso, sempre a favore dei termoelettrici, di alcuni oneri e costi di trasporto del gas naturale.

Per gli impianti FER, viene introdotta l'opzione volontaria di “spalma-incentivi” per i Conti Energia in scadenza dal 2029, insieme alla possibilità di risoluzione anticipata dei contratti entro il 30 settembre 2026.

Inoltre, la riforma delle connessioni prevede il superamento dell'approccio first come first served, per mezzo 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, 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.

Il decreto mira inoltre a rafforzare la contrattualizzazione long-term: si amplia la Bacheca PPA-GME con garanzia GSE/SACE, si introducono alcune correzioni al meccanismo (procedura d'asta volontaria del GSE) prevista dal DL Bollette 2022 per impianti non incentivati e una premialità del 15% per gli impianti ex-incentivati selezionati da Acquirente Unico attraverso lo strumento della Bacheca.

- **MACSE – anno consegna 2029**

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha approvato il quadro regolatorio del MACSE relativo all'anno di consegna 2029, confermando i parametri definiti per l'asta 2028. Anche per questa procedura sono previste aste di breve termine con periodo di consegna pari a 2 anni. Con il Decreto 162 del 20 maggio 2026 sono stati approvati i fabbisogni di capacità di accumulo individuati da Terna per il 2029, in linea con il parere favorevole espresso da ARERA. Il fabbisogno complessivo atteso al 2030 è pari a 42 GWh, di cui 10 GWh già assegnati tramite l'asta MACSE 2028 e ulteriori 16 GWh previsti per il 2029. I volumi definitivi potranno essere ridotti per tenere conto della capacità entrata in esercizio e quella acquisita tramite il Capacity Market.

GERMANIA

- **Programma tedesco di azione climatica 2026 e accelerazione della transizione energetica**

Il Governo federale tedesco ha approvato il Programma di azione climatica 2026 previsto dalla legge sulla protezione del clima, che comprende 67 misure con l'obiettivo di ridurre oltre 25 Mt di CO₂ entro il 2030. Il piano prevede investimenti aggiuntivi pari a €8 miliardi in 4 anni e interventi nei settori dell'energia, dell'industria, dei trasporti e della gestione del territorio. Per le rinnovabili è previsto lo sviluppo di ulteriori 12 GW di capacità eolica terrestre, portando l'obiettivo complessivo a 115 GW, con effetti attesi sulla riduzione della produzione da gas e sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità. Il programma introduce inoltre aggiornamenti al meccanismo Referenzertrag per favorire uno sviluppo più equilibrato dell'eolico e semplificazioni nelle procedure di connessione alla rete, con l'obiettivo di ridurre le congestioni infrastrutturali.

- **Riforma del processo di connessione alla rete**

I gestori di rete di trasmissione tedeschi hanno introdotto un nuovo sistema di assegnazione delle connessioni di trasmissione basato sulla maturità, in sostituzione del tradizionale approccio "primo arrivato, primo servito". I progetti vengono ora classificati in base allo stato delle autorizzazioni, alla maturità tecnica e alla disponibilità finanziaria.

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. Consente tecnicamente di sostenere l'attuale ritmo d'asta, ma non impone alcun obbligo rigoroso di eseguire l'intero volume. 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.

- **Piano francese per l'accelerazione dell'elettrificazione**

Il Governo francese ha presentato un piano per accelerare l'elettrificazione dei consumi energetici, prevedendo il raddoppio dei fondi pubblici destinati al sostegno delle tecnologie elettriche fino a €10

miliardi/anno entro il 2030, rispetto agli attuali €5,5 miliardi. L'obiettivo è rafforzare l'indipendenza energetica, ridurre la spesa energetica dei consumatori e sostenere la reindustrializzazione. Nel settore residenziale è previsto il divieto di installazione di caldaie a gas nei nuovi edifici dalla fine del 2026, con incentivi concentrati sulle pompe di calore, con un obiettivo di 1 milione di installazioni annue entro il 2030. Per la mobilità il piano punta a 2/3 delle nuove immatricolazioni elettriche entro il 2030 e a 400.000 veicoli elettrici prodotti in Francia entro il 2027. Sono inoltre previsti nuovi strumenti per favorire l'elettrificazione industriale e dei veicoli commerciali. Il piano presenta tuttavia un approccio prevalentemente incrementale, con limitati elementi di dettaglio per i settori difficili da elettrificare e per il potenziamento delle reti elettriche.

- **Prezzo soglia applicabile ai contratti di complément de rémunération**

L'articolo 183 della finanziaria 2026 introduce un nuovo meccanismo di *déplafonnement* dei "premi negativi": tutti i contratti dal 2022 di *complément de rémunération* con un limite massimo alle somme restituite in caso di premi mensili negativi, saranno modificati con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2050. Verranno determinati a questo fine un prezzo-soglia annuale, specifico per tecnologia (ancora in attesa di pubblicazione). Qualora il prezzo di mercato superi tale soglia, i produttori sono tenuti a restituire i ricavi eccedenti.

- **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'allocatione 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.

- **Nuove regole francesi per la regolazione della tensione della rete elettrica**

La Commissione di Regolazione dell'Energia francese ha approvato la nuova versione delle regole definite da RTE per la regolazione della tensione della rete elettrica, con entrata in vigore dal 1° gennaio 2027. Il nuovo quadro normativo risponde alle criticità legate ai livelli di tensione sulla rete e prevede un maggiore coinvolgimento degli impianti di generazione dotati di capacità di controllo della tensione. La remunerazione sarà basata sull'energia reattiva effettivamente fornita alla rete e sarà modulata in funzione della disponibilità reale degli impianti. Sono inoltre previste penalità più stringenti per gli operatori che non garantiscono il servizio richiesto, un aggiornamento dei criteri di remunerazione per i servizi di compensazione sincrona e l'estensione della partecipazione dei produttori da fonti rinnovabili ai servizi di compensazione statica.

- **Nuove regole in Francia per la connessione alla rete di trasmissione dei sistemi di accumulo**

La Commissione di Regolazione dell'Energia francese ha approvato la procedura per l'applicazione di modalità ottimizzate di connessione dei sistemi di accumulo nelle aree definite "gabarit", con l'obiettivo di gestire in modo più rapido le richieste di connessione alla rete di trasmissione. La misura risponde al forte incremento delle richieste registrato dopo la pubblicazione, nell'ottobre 2025, di 1 GW di capacità disponibile da parte del gestore di rete RTE. La nuova procedura prevede l'inserimento nella lista di attesa dopo l'accettazione della proposta tecnica e finanziaria e introduce obblighi annuali di avanzamento dei progetti per mantenere la posizione acquisita. È confermato il principio cronologico di priorità, con alcune limitazioni per evitare la concentrazione delle richieste presso singoli operatori. Le nuove disposizioni tecniche sono entrate in vigore il 12 febbraio 2026.

UK

- **Aggiornamenti al meccanismo Contracts for Difference nel Regno Unito**

Il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero del Regno Unito ha pubblicato le conclusioni della consultazione relativa all'Allocation Round 8 del programma Contracts for Difference, definendo gli aggiornamenti regolatori e il calendario indicativo della prossima asta. I parametri definitivi, inclusi prezzi amministrativi di esercizio, strutture dei contingenti e regole di partecipazione, sono stati pubblicati a luglio 2026, mentre la finestra per la presentazione delle domande sarà aperta dal 20 luglio al 7 agosto 2026. Tra le principali novità figura la revisione delle regole di hybrid metering, che consentirà a impianti basati su un'unica tecnologia di operare con diversi accordi commerciali all'interno della stessa unità di bilanciamento, previa approvazione della Low Carbon Contracts Company. Restano esclusi i progetti ibridi con tecnologie multiple o sistemi di accumulo. Sono inoltre introdotti criteri più stringenti per l'accesso dei progetti con connessione alla rete e modifiche contrattuali finalizzate a ridurre i rischi di ritardi nell'avvio dei contratti.

SPAGNA

- **Approvazione del nuovo capacity market in Spagna**

La Commissione europea ha approvato, nell'ambito della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo meccanismo di capacità spagnolo finalizzato a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico nei periodi di maggiore stress del sistema. Il modello prevede un mercato della capacità centralizzato, nel quale il gestore della rete di trasmissione acquisirà e remunererà la capacità necessaria al rispetto dello standard di adeguatezza nazionale. Il meccanismo sarà tecnologicamente neutrale e aperto a impianti di generazione esistenti e nuovi, sistemi di accumulo a batterie, risorse di gestione della domanda e altre soluzioni di flessibilità. I fornitori di capacità saranno selezionati tramite aste competitive, trasparenti e non discriminatorie, con un budget annuale stimato di circa €900 milioni. Il regime entrerà in vigore a maggio 2026 e sarà operativo per 10 anni, offrendo un quadro di sostegno di lungo periodo per la resilienza del sistema elettrico.

- **Misure spagnole per il sostegno al settore energetico e all'elettrificazione**

Con il Regio Decreto-legge 7/2026, il Governo spagnolo ha approvato un piano da €5 miliardi articolato in 80 misure per mitigare gli effetti economici e sociali della crisi energetica internazionale. Per i produttori di energia elettrica è prevista una riduzione temporanea dell'imposta sulla produzione, con esenzione completa della base imponibile nel secondo trimestre 2026. Sono inoltre prorogati i termini per l'ottenimento delle autorizzazioni di costruzione degli impianti con permessi di connessione già rilasciati e introdotte misure per agevolare l'accesso alla rete e lo sviluppo dell'autoconsumo collettivo. Il decreto prevede anche incentivi per le industrie energivore, inclusi contratti per differenza sul carbonio, e interventi a tutela dei consumatori. Il provvedimento istituisce anche un nuovo onere per la prenotazione della capacità, applicabile alle nuove richieste di connessione in prelievo con tensione superiore a 1 kV, inclusi i sistemi di accumulo che assorbono energia dalla rete. Il mancato pagamento può determinare la decadenza automatica del permesso di connessione. Sono inoltre introdotti requisiti più stringenti per il mantenimento della validità dei permessi, con milestone progressive relative al pagamento dei costi di rete, agli accordi di sviluppo e alla sottoscrizione degli accordi tecnici di accesso.

- **Aggiornamenti normativi in Spagna per energia elettrica, accumuli e connessioni alla rete**

Il Regio Decreto-legge 18/2026 introduce nuove misure nell'ambito del Piano di risposta alla crisi in Medio Oriente, integrando e modificando alcune disposizioni del precedente Regio Decreto Legge 7/2026 senza sostituirlo. Le principali novità riguardano il settore elettrico, con interventi su accumuli, accesso alla rete, connessioni e fiscalità energetica. Tra le misure di maggiore rilevanza figura la revisione temporanea

dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica, con un'aliquota effettiva pari al 6,3% nel primo trimestre 2026, azzerata nel secondo trimestre, ridotta al 4,9% nel terzo trimestre e al 4,2% nel quarto trimestre. Dal 2027 l'aliquota sarà pari al 3,5%, mentre dal 1° gennaio 2028 sarà fissata allo 0%. Il decreto introduce inoltre modifiche alle regole di connessione, prevedendo la decadenza automatica dei permessi in caso di mancato pagamento degli oneri di prenotazione della capacità, rafforza il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione nella gestione operativa e aggiorna alcune disposizioni relative ai contratti tecnici di accesso e alle infrastrutture condivise.

EAST EUROPE

- **Romania: Nuove regole per l'accesso alla rete di impianti rinnovabili e sistemi di accumulo**

L'Autorità Nazionale di Regolazione dell'Energia rumena ha introdotto un nuovo sistema di aste e garanzie finanziarie obbligatorie per l'accesso alla rete degli impianti da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo a batterie, con l'obiettivo di ridurre la presenza di progetti speculativi nelle richieste di connessione. Le aste saranno avviate nell'autunno 2027 e richiederanno ai partecipanti il versamento di €20.000/MW di capacità installata. Successivamente all'approvazione della soluzione di connessione da parte del gestore della rete di trasmissione, sarà richiesta una garanzia pari al 20% del valore della tariffa di connessione, rispetto al precedente 5%. È inoltre prevista una garanzia di per la richiesta dell'autorizzazione alla costruzione, requisito necessario per l'avvio dei lavori. Le nuove disposizioni entreranno in vigore da giugno 2027 e prevedono tempistiche vincolanti per l'ottenimento delle autorizzazioni, con possibilità di proroga limitata ai casi non imputabili allo sviluppatore.

- **Polonia: Semplificazione delle procedure ambientali per il repowering eolico**

Il Governo polacco ha aggiornato le regole relative alle valutazioni di impatto ambientale attraverso il Decreto 239, introducendo misure volte a facilitare gli interventi di repowering degli impianti eolici terrestri esistenti. Le nuove disposizioni consentono incrementi di capacità senza la necessità di una nuova valutazione ambientale, purché siano rispettate specifiche condizioni. L'aumento di potenza non può superare il 30% e la capacità complessiva dell'impianto deve rimanere inferiore a 100 MW.

La semplificazione riguarda esclusivamente impianti esistenti localizzati al di fuori di aree protette e non consente un incremento del numero di turbine installate, ammettendo solo una riduzione. Sono inoltre confermati requisiti minimi di distanza pari a 700 m dalle aree residenziali e 250 m dalle foreste, con possibilità di ricollocazione delle turbine entro un limite massimo di 150 m.

STATI UNITI

- **Riforma delle regole di connessione per i grandi carichi elettrici negli Stati Uniti avviata dalla FERC**

La Federal Energy Regulatory Commission ha avviato un intervento mirato per accelerare l'integrazione nella rete elettrica statunitense di grandi consumatori di energia, tra cui data center, impianti industriali e nuove infrastrutture tecnologiche. La Commissione ha emesso specifici provvedimenti nei confronti dei 6 operatori regionali di rete, chiedendo di giustificare o modificare le regole tariffarie che disciplinano le connessioni dei grandi carichi. L'iniziativa mira a modernizzare i mercati elettrici, garantendo al contempo affidabilità del sistema e tutela dei consumatori. Gli operatori dovranno intervenire su 5 ambiti principali, tra cui semplificazione delle procedure di connessione, trasparenza dei costi di rete, gestione dei progetti con generazione integrata, sviluppo di servizi per carichi flessibili e coordinamento tra nuove utenze e capacità di generazione disponibile. I gestori avranno 60 giorni per presentare proposte di modifica o motivazioni a supporto delle regole esistenti.

Risultati per Paese

Anno 2025 ⁽¹⁾	(milioni di Euro) <i>Ricavi adjusted</i>	1° semestre		Δ
		2026	2025 ⁽¹⁾	
409	Italia	218	213	5
335	Esteri	192	165	27
111	Francia	53	55	(2)
45	Germania	21	23	(2)
61	UK	58	26	32
18	Spagna	7	9	(2)
67	Est Europa	39	37	2
31	Stati Uniti	13	15	(2)
40	Corporate	20	19	0
(40)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(20)	(19)	(0)
744	Totale ricavi adjusted	409	378	32
<i>Margine operativo lordo adjusted</i>				
326	Italia	175	172	3
226	Esteri	130	109	21
65	Francia	30	31	(1)
25	Germania	11	12	(1)
35	UK	40	14	26
6	Spagna	3	3	1
50	Est Europa	27	26	2
45	Stati Uniti	19	24	(5)
(17)	Corporate	(9)	(10)	1
535	Margine operativo lordo adjusted	295	271	25
<i>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</i>				
(129)	Italia	(64)	(64)	0
(140)	Esteri	(75)	(70)	(5)
(47)	Francia	(23)	(24)	0
(21)	Germania	(11)	(11)	0
(17)	UK	(15)	(8)	(7)
(12)	Spagna	(5)	(6)	1
(19)	Est Europa	(9)	(9)	0
(24)	Stati Uniti	(11)	(12)	1
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(273)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(141)	(136)	(5)

Anno 2025 ⁽¹⁾	(milioni di Euro) Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	1° semestre		
		2026	2025 ⁽¹⁾	Δ
197	Italia	111	108	3
86	Esteri	55	39	16
18	Francia	6	7	(1)
4	Germania	0	1	(1)
17	UK	25	6	19
(6)	Spagna	(1)	(3)	1
31	Est Europa	18	16	2
22	Stati Uniti	7	11	(4)
(22)	Corporate	(11)	(12)	1
262	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	154	134	20
	Investimenti ⁽²⁾			
74	Italia	34	23	11
155	Esteri	167	119	48
19	Francia	18	12	6
29	Germania	33	8	25
106	UK	116	98	18
0	Spagna	0	0	0
0	Est Europa	0	0	(0)
1	Stati Uniti	0	1	(0)
5	Corporate	2	1	1
235	Totale investimenti	203	143	60

⁽¹⁾ I valori 2025 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi del business svedese, ceduto a gennaio 2026, alla voce "Risultato netto delle attività cessate".

⁽²⁾ 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.

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.

Nel corso del 2025 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.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
1.661	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.661	1.648	14
1.468	Eolico	1.468	1.468	-
180	Solare	180	179	1
13	Storage	13	-	13
2.744	Produzioni (GWh)	1.577	1.440	137
2.462	Eolico	1.435	1.300	135
282	Solare	142	140	2
	Load Factor % ⁽²⁾			
19%	Eolico	22%	20%	2%
18%	Solare	18%	18%	0%
144	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	135	144	(9)
118	Eolico	113	120	(7)
371	Solare	353	369	(17)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel primo semestre 2026 la produzione di energia elettrica in Italia risulta pari a 1.577 GWh, di cui 1.435 GWh da fonte eolica e 142 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo 2025 (1.440 GWh di cui 1.300 da fonte eolica e 140 GWh da fonte solare) per effetto della migliore ventosità, rispetto ad un primo semestre 2025 fortemente inferiore alle medie storiche, oltre al beneficio derivante dagli impianti oggetto di revamping nel fotovoltaico.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
409	Ricavi adjusted	218	213	5
303	Eolico	167	160	7
106	Solare	50	52	(2)
326	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	175	172	3
231	Eolico	129	124	5
96	Solare	46	48	(2)
(129)	Ammortamenti e svalutazioni	(64)	(64)	0
(84)	Eolico	(43)	(42)	(0)
(45)	Solare	(22)	(22)	1
197	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	111	108	3
146	Eolico	86	82	5
51	Solare	25	26	(1)

74	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	34	23	11
61	Eolico	32	14	18
5	Solare	2	3	(1)
8	Storage	0	7	(6)
80%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	80%	81%	(1%)
76%	Eolico	77%	77%	(0%)
91%	Solare	92%	92%	(1%)

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2026, pari a 218 milioni, risultano in aumento rispetto al corrispondente periodo 2025 (213 milioni) per effetto di una maggiore ventosità del periodo rispetto al periodo comparativo, parzialmente compensata dalla diminuzione dell'incentivo GRIN (50 Euro/MWh nel 2026, 55 Euro/MWh nel 2025). 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 2025.

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 113 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2025 (120 Euro/MWh).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 353 Euro/MWh (369 Euro/MWh nel primo semestre 2025) in diminuzione per effetto delle sopracitate coperture.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Italia del primo semestre 2026 è pari a 175 milioni, in aumento rispetto al corrispondente periodo 2025 (172 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Investimenti

Gli investimenti in Italia del primo semestre 2026 (34 milioni) si riferiscono principalmente alla prosecuzione delle attività di repowering su due impianti eolici e 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".

- **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 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.

- **Misure urgenti per l'adeguamento alla procedura di riduzione della generazione distribuita (RIGEDI)**

Con la deliberazione 23 del 2026, ARERA ha introdotto misure urgenti per garantire la piena operatività della procedura di riduzione della generazione distribuita, rafforzando gli obblighi a carico degli impianti eolici e fotovoltaici con potenza pari o superiore a 100 kW connessi alle reti di media tensione. A decorrere dal 16 marzo 2026, gli impianti non conformi alle prescrizioni vigenti sono soggetti alla sospensione dell'erogazione degli incentivi e della remunerazione dell'energia immessa in rete fino al completamento degli adeguamenti richiesti. Qualora si renda necessario il distacco di un impianto non conforme per esigenze di sicurezza del sistema elettrico, non è previsto alcun indennizzo per la mancata produzione. Gli operatori sono pertanto impegnati nell'aggiornamento dei sistemi di comunicazione installati negli anni precedenti, necessari per assicurare il corretto funzionamento della procedura.

- **Istituzione dell'Unità di Vigilanza Energetica di ARERA**

ARERA ha istituito una specifica Unità di Vigilanza Energetica con l'obiettivo di monitorare in tempo reale l'andamento dei prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, valutandone gli effetti sulle tariffe finali e fornendo analisi tempestive al Governo, al Parlamento e alle istituzioni europee. L'iniziativa mira a rafforzare la trasparenza dei mercati, la sicurezza degli approvvigionamenti e la tutela dei consumatori. Le attività di monitoraggio prevedono aggiornamenti giornalieri sui principali indicatori di mercato, pubblicati sul sito dell'Autorità. Le verifiche hanno confermato la regolarità dei livelli di approvvigionamento del gas, con riserve di stoccaggio in linea con i parametri stagionali e flussi di gas naturale

liquefatto coerenti con i programmi di consegna. Sono state inoltre rafforzate le attività di contrasto alle pratiche commerciali scorrette e alle modifiche contrattuali non autorizzate.

- **Procedimento ARERA per il meccanismo di rimborso dei costi per la generazione a gas previsti dal DL Bollette 2026**

Con la deliberazione 171/2026, ARERA ha avviato il procedimento regolatorio per dare attuazione alle disposizioni del Decreto Bollette 2026 relative al rimborso, per intervalli di tempo definiti, di costi degli impianti di generazione elettrica alimentati a gas naturale, nel limite del costo atteso per gli adempimenti connessi al sistema ETS. La misura, prevista dall'articolo 6, comma 3, del decreto, mira a ridurre i prezzi dell'elettricità, attraverso un meccanismo che, secondo l'Autorità, dovrà essere definito entro il 30 settembre 2026 per poi essere sottoposto all'approvazione della Commissione europea. Il procedimento stabilirà le modalità con cui il beneficio dovrà riflettersi nelle offerte sul mercato all'ingrosso, i criteri di calcolo del rimborso da parte di Terna e il relativo recupero attraverso una componente tariffaria dedicata a carico dei clienti finali beneficiari. Saranno inoltre aggiornati i criteri per la determinazione del prezzo di esercizio del Capacity Market e stabiliti i criteri per la verifica che le riduzioni di costo rinvenienti dai rimborsi siano trasferite ai consumatori finali.

- **Avvio dello Sportello Unico per le Energie Rinnovabili**

Il Gestore dei Servizi Energetici ha comunicato l'entrata in esercizio dello Sportello Unico per le Energie Rinnovabili e della relativa piattaforma digitale, destinata a supportare la gestione delle procedure abilitative semplificate per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Con l'avvio del nuovo sistema, i Comuni sono chiamati a gestire i procedimenti autorizzativi secondo modalità digitali uniformi, con l'obiettivo di accelerare i tempi di sviluppo dei progetti e migliorare l'efficienza dei processi amministrativi. Il GSE avvierà una campagna informativa rivolta ai Sindaci per presentare il servizio di assistenza dedicato agli enti locali durante la fase di transizione, supportando le attività di registrazione, abilitazione e configurazione degli accessi alla piattaforma. Il percorso prevede inoltre il supporto

all'integrazione con eventuali strumenti digitali regionali o territoriali già operativi, favorendo una maggiore interoperabilità dei sistemi.

- **Riconnessione di Terna alla piattaforma europea MARI per il bilanciamento**

Terna ha confermato il 25 novembre 2026 come data di avvio della connessione italiana alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento relativa alla riserva di ripristino della frequenza manuale. Tra settembre e novembre 2026 saranno condotti test di interoperabilità *end to end* per verificare il corretto funzionamento dei sistemi degli operatori e delle infrastrutture a supporto della partecipazione alla piattaforma. La fase di sperimentazione consentirà inoltre agli operatori di validare i processi operativi prima dell'avvio commerciale, con Terna incaricata di definire e comunicare preventivamente calendario e modalità di partecipazione.

- **Approvato il regime di sostegno per la produzione di idrogeno rinnovabile**

La Commissione europea ha approvato un regime italiano da €6 miliardi a sostegno della produzione di idrogeno rinnovabile destinato ai settori dei trasporti e dell'industria, in coerenza con la Strategia europea per l'idrogeno e il Clean Industrial Deal. Il meccanismo, autorizzato nell'ambito della disciplina sugli aiuti di Stato, punta a sviluppare fino a 200.000 t/anno di nuova capacità produttiva attraverso processi di elettrolisi alimentati da energia rinnovabile e altre tecnologie basate su fonti biogeniche e processi termochimici. Il sostegno sarà assegnato mediante aste competitive con Contratti per differenza a due vie, estendendo i meccanismi tariffari anche ai combustibili rinnovabili di origine non biologica, incluso l'idrogeno. La misura, operativa fino al 31 dicembre 2029, mira a ridurre il rischio degli investimenti, favorire la decarbonizzazione dei settori difficili da elettrificare e rafforzare il ruolo dell'Italia nella filiera europea dell'idrogeno.

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 (1.614 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), Polonia (142,5 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e UK (412 MW), incrementati, nel corso del 2025, con la costruzione e l'avvio del parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord (47 MW) e con l'acquisizione, a gennaio 2026, di un portafoglio di parchi eolici nel nord dell'Inghilterra (73 MW). Inoltre, il Gruppo opera negli Stati Uniti con 224 MW di capacità eolica installata.

Nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare, ERG opera con 486 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia, 266 MW in Spagna e 92 MW negli Stati Uniti.

Come indicato nelle premesse, nel mese di gennaio 2026 il Gruppo ha ceduto l'impianto svedese nell'ambito di un'operazione di re-focus geografico: nel presente Comunicato, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati economici comparativi di UK sono riesposti, riclassificando alla voce "Risultato netto delle attività cessate" i risultati dell'asset svedese oggetto di cessione.

Francia – Eolico e Solare

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
733	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	733	733	(0)
605	Eolico	605	605	(0)
128	Solare	128	128	-
1.242	Produzioni (GWh)	628	596	32
1.104	Eolico	559	522	38
138	Solare	68	74	(6)
	Load Factor % ⁽²⁾			
21%	Eolico	21%	20%	1%
12%	Solare	12%	13%	(1%)
88	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	82	90	(8)
88	Eolico	82	90	(8)
85	Solare	86	87	(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 **primo semestre 2026** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 628 GWh, di cui 559 GWh da fonte eolica e 68 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo 2025 (596 GWh di cui 522 GWh da fonte eolica e 74 GWh da impianti fotovoltaici) principalmente per effetto di una ventosità superiore al periodo comparativo, oltre al pieno contributo del parco entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025.

Anno		1° semestre		
		2026	2025	Δ
2025	Risultati economici			
	(milioni di euro)			
111	Ricavi <i>adjusted</i>	53	55	(2)
99	<i>Eolico</i>	47	49	(2)
12	<i>Solare</i>	6	7	(1)
65	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	30	31	(1)
59	<i>Eolico</i>	27	27	(0)
6	<i>Solare</i>	3	4	(1)
(47)	Ammortamenti e svalutazioni	(23)	(24)	0
(42)	<i>Eolico</i>	(21)	(21)	0
(5)	<i>Solare</i>	(3)	(3)	0
18	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	6	7	(1)
17	<i>Eolico</i>	6	6	(0)
1	<i>Solare</i>	0	1	(1)
19	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	18	12	6
19	<i>Eolico</i>	18	12	6
0	<i>Solare</i>	0	-	0
58%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	56%	56%	0%
59%	<i>Eolico</i>	57%	56%	1%
51%	<i>Solare</i>	49%	54%	(5%)

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

I **ricavi** registrati **nel primo semestre 2026** risultano pari a 53 milioni, in lieve contrazione rispetto al periodo comparativo 2025 (55 milioni) principalmente per effetto di uno scenario prezzi in calo nonostante una migliore ventosità registrata e al perimetro derivante dal parco entrato in esercizio nel corso del 2025.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 82 Euro/MWh risultano in calo rispetto al primo semestre 2025 (90 Euro/MWh) principalmente per effetto dei minori prezzi di mercato nel periodo.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 86 Euro/MWh, sostanzialmente in linea al primo semestre 2025 (87 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Francia del **primo semestre 2026** è pari a 30 milioni, in lieve riduzione rispetto al medesimo periodo 2025 (31 milioni), principalmente per scenario prezzi in calo nonostante i maggiori volumi e il perimetro positivo.

Investimenti

Gli investimenti in Francia del **primo semestre 2026 (18 milioni)** si riferiscono principalmente alla prosecuzione delle attività di costruzione del primo intervento di *repowering* da parte del Gruppo su un parco francese (23 MW) e all'avvio della costruzione di un impianto greenfield (25 MW).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **Rapporto Lévy Tuot sui futuri meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili in Francia e raccomandazioni CRE**

Il rapporto Lévy Tuot, commissionato dal Governo francese, propone una revisione dei meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili con l'obiettivo di ridurre il costo degli incentivi pubblici attraverso una maggiore selettività economica. A seguito del rapporto Lévy Tuot, la Commissione di Regolazione dell'Energia francese ha formulato 25 raccomandazioni volte a migliorare l'efficienza e la sostenibilità dei meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili e ai sistemi di accumulo. La CRE conferma il ruolo strategico delle rinnovabili come elemento complementare alla produzione nucleare e sottolinea l'importanza di mantenere un quadro stabile e prevedibile per garantire la fiducia degli investitori, nonostante l'attuale situazione di capacità disponibile

in eccesso evidenziata da RTE. Tra le proposte principali figurano l'adeguamento più frequente dei massimali di prezzo delle aste, la riduzione dei vincoli per l'agrivoltaico e per l'eolico terrestre, la promozione dei PPA aziendali, la revisione dei meccanismi di compensazione dei prezzi negativi e l'introduzione di criteri per valorizzare la produzione stagionale. La CRE propone inoltre di rafforzare gli incentivi alla flessibilità e alla gestione della produzione nei periodi di prezzo negativo, anche per impianti di minori dimensioni.

Germania – Eolico

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
330	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	330	330	-
472	Produzioni (GWh)	228	232	(4)
16%	Load Factor % ⁽²⁾	16%	16%	0%
94	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	92	96	(4)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel primo semestre 2026 la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 228 GWh, in lieve riduzione rispetto al periodo comparativo 2025 (232 GWh) principalmente legate alla risorsa.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
45	Ricavi adjusted	21	23	(2)
25	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	11	12	(1)
(21)	Ammortamenti e svalutazioni	(11)	(11)	0
4	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	0	1	(1)
29	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	33	8	25
55%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	50%	52%	(2%)

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2026** risultano pari a 21 milioni, in lieve contrazione rispetto al primo semestre 2025 (23 milioni), prevalentemente per effetto delle minori produzioni e dei minori prezzi catturati in quanto, grazie al meccanismo incentivante ad una via, nei primi mesi del 2025 gli impianti avevano beneficiato di prezzi di mercato più elevati.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 92 Euro/MWh, risultano pertanto in calo rispetto al periodo comparativo 2025 (96 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del **primo semestre 2026** risulta pari a 11 milioni, in lieve riduzione rispetto al medesimo periodo 2025 (12 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Germania del **primo semestre 2026** (33 milioni) si riferiscono principalmente alla costruzione di impianti eolici per 28 MW e alla prosecuzione 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".

- **Nuovo quadro operativo tedesco per i sistemi di accumulo connessi alla rete di trasmissione**

I quattro gestori della rete di trasmissione tedeschi 50Hertz, Amprion, TenneT e TransnetBW hanno pubblicato un nuovo quadro operativo per i sistemi di accumulo a batterie connessi alla rete di trasmissione. Pur non costituendo ancora un codice di rete formale, il documento è destinato a rappresentare il riferimento operativo per i nuovi progetti di accumulo in Germania. Il quadro rafforza il ruolo dei gestori di rete nella supervisione degli impianti BESS, integrandoli maggiormente nei processi di ridispacciamento e gestione delle congestioni. Gli operatori saranno soggetti a requisiti più stringenti di condivisione dati, inclusi

stato di carica, programmi di immissione e prelievo, capacità disponibile e vincoli tecnici. I gestori potranno introdurre limitazioni operative in caso di congestioni, vincoli alla negoziazione infragiornaliera, restrizioni sulla variazione della potenza e penalità in caso di mancato rispetto degli obblighi. Il quadro prevede inoltre che i sistemi di accumulo mettano a disposizione la massima flessibilità tecnica disponibile per la gestione del sistema elettrico.

UK – Eolico

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
340	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	412	292	120
552	Produzioni (GWh)	475	240	235
19%	Load Factor % ⁽²⁾	27%	19%	8%
71	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	94	70	24

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2026** la **produzione di energia** elettrica in UK risulta pari a 475 GWh, sostanzialmente il doppio rispetto al medesimo periodo 2025 (240 GWh), principalmente per effetto perimetro (163 GWh) derivante dall'acquisizione, a gennaio 2026, di impianti eolici operativi in Inghilterra (73 MW) e del parco greenfield entrato in esercizio in Nord Irlanda nel corso del terzo trimestre 2025 (47 MW), nonché da una marcata maggiore ventosità registrata nel periodo.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
61	Ricavi adjusted	58	26	32
35	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	40	14	26
(17)	Ammortamenti e svalutazioni	(15)	(8)	(7)
17	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	25	6	19
106	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	116	98	18
56%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	68%	55%	13%

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

Come indicato nelle premesse, il confronto dei risultati del primo semestre 2026 con quelli del corrispondente periodo del 2025 risente del processo di re-focus geografico del Gruppo. Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi, si è proceduto a riesporre i dati economici comparativi 2025 indicando nella riga "Risultato netto delle attività cessate" il contributo del business svedese, in applicazione dell'IFRS 5.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2026** risultano pari a 58 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (26 milioni), principalmente per effetto della nuova capacità in esercizio e ad una maggiore ventosità.

I ricavi netti unitari si attestano a 94 Euro/MWh, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (70 Euro/MWh) principalmente per effetto dei parchi in Inghilterra che beneficiano del meccanismo di incentivazione ROC (Renewables Obligation Certificates).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del primo semestre **2026** si attesta a 40 milioni, in sensibile aumento rispetto al primo semestre 2025 (14 milioni).

Si precisa che l'area UK nel primo semestre 2026 è il principale contributore ai risultati del Gruppo all'estero.

Gli **ammortamenti** del periodo (15 milioni) risultano in aumento rispetto al primo semestre 2025 (8 milioni) per l'effetto perimetro derivante dal consolidamento dei parchi eolici acquisiti nel nord dell'Inghilterra (73 MW)¹¹, e dal pieno contributo del parco eolico sviluppato internamente in Irlanda del Nord (47 MW), entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK del **primo semestre 2026 (116 milioni)** si riferiscono principalmente alla sopracitata acquisizione di parchi eolici nel nord dell'Inghilterra (73 MW) avvenuta nel mese di gennaio.

¹¹ Si precisa che le società acquisite a gennaio 2026 sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2026.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

• 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.

Per l'anno di applicazione 2026/27, 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.

• Primo round del meccanismo cap and floor per sistemi di accumulo di lunga durata

L'autorità britannica per l'energia Ofgem ha varato la prima finestra applicativa del regime *cap and floor* per i sistemi di accumulo elettrico di lunga durata (LDES). Il meccanismo è finalizzato a sostenere investimenti in tecnologie in grado di fornire flessibilità al sistema elettrico e favorire l'integrazione della crescente produzione rinnovabile. La proposta di portafoglio di progetti che Ofgem intende supportare include principalmente impianti di accumulo idroelettrico a pompaggio localizzati in Scozia, che rappresentano la quota prevalente della capacità considerata. Il regime prevede un livello minimo di ricavi garantito tramite il floor e un limite massimo alla

remunerazione tramite il cap, riducendo il rischio di investimento e facilitando il finanziamento dei progetti. Le decisioni finali di assegnazione dei meccanismi cap and floor sono previste nell'autunno 2026.

• Revisione delle tariffe per i servizi di sistema DS3 in Irlanda

Il Comitato SEM ha pubblicato la decisione relativa alla revisione delle tariffe per i servizi ancillari DS3, introducendo una riduzione del Temporal Scarcity Scalar con efficacia dal 10 aprile 2026. La modifica prevede una riduzione dei coefficienti applicati in condizioni di elevata penetrazione di fonti rinnovabili non sincrone, con il valore del parametro ridotto a 3,5 per livelli di SNSP superiori al 70% e a 1,75 per livelli superiori al 60%. Le tariffe base dei servizi di sistema rimangono invariate, mentre i gestori di rete dovranno proseguire le analisi e il confronto con le autorità competenti per valutare eventuali aggiornamenti futuri dei valori tariffari. La revisione comporterà un impatto economico principalmente sui sistemi di accumulo a batterie, per i quali è attesa una riduzione dei ricavi derivanti dai servizi DS3 pari a circa il 10%.

• Strategia per l'introduzione delle funzionalità Grid Forming in Irlanda

I gestori di rete SONI ed EirGrid hanno pubblicato la Strategia All Island Grid Forming con l'obiettivo di introdurre progressivamente capacità Grid Forming nel sistema elettrico irlandese, in preparazione a una crescente integrazione di generazione basata su inverter, come impianti rinnovabili e sistemi di accumulo a batterie. La strategia definisce un approccio basato sulle prestazioni e indipendente dalla tecnologia, individuando un percorso di implementazione graduale che comprende una fase iniziale di adozione volontaria, attività di sperimentazione tecnologica e la successiva introduzione di requisiti obbligatori. L'iniziativa rappresenta un passaggio rilevante per garantire la sicurezza operativa del sistema elettrico dell'isola in presenza di una quota crescente di fonti rinnovabili. I gestori di rete proseguiranno il confronto con gli operatori attraverso specifici incontri e aggiorneranno periodicamente il quadro regolatorio sulla base dell'evoluzione tecnica e normativa europea.

Spagna – Solare

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
449	Produzioni (GWh)	200	224	(24)
19%	Load Factor % ⁽²⁾	17%	19%	(2%)
33	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	30	33	(3)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel primo semestre 2026 la produzione di energia elettrica in Spagna risulta pari a 200 GWh, in contrazione rispetto al medesimo periodo 2025 (224 GWh) principalmente per effetto della partecipazione degli impianti al mercato dei servizi ancillari.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
18	Ricavi adjusted	7	9	(2)
6	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	3	3	1
(12)	Ammortamenti e svalutazioni	(5)	(6)	1
(6)	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	(1)	(3)	1
0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
33%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	50%	32%	19%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2026 risultano pari a 7 milioni in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2025 (9 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un periodo comparativo 2025 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori. I ricavi netti unitari si attestano a 30 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del primo semestre 2025 (33 Euro/MWh).

Il margine operativo lordo *adjusted* in Spagna del primo semestre 2026 si attesta a 3 milioni, sostanzialmente in linea con il medesimo periodo 2025.

Gli ammortamenti del periodo (5 milioni) risultano in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2025 (6 milioni) per effetto delle svalutazioni dei parchi fotovoltaici rilevate nell'ambito delle procedure di impairment test effettuate in sede di Bilancio 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- Aggiornamento del regime specifico per gli impianti rinnovabili in Spagna**

Sono stati aggiornati i parametri economici applicabili al Regime Specifico spagnolo, con effetti sulle componenti incentivanti Rinv, relativa al recupero degli investimenti, e RO, destinata alla copertura dei costi operativi. La nuova regolazione, in vigore dal 1° gennaio 2026, ridefinisce i valori di remunerazione degli investimenti e, ove

applicabile, dei costi operativi per il periodo 2026-2028, mantenendo invariati i livelli di redditività ragionevole pari al 7,398% e al 7,09%. Per il periodo 2026-2029 la componente RO è stata determinata pari a zero, in quanto i prezzi dell'energia stimati dal regolatore risultano sufficienti a coprire i costi operativi.

East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	267	267	-
657	Produzioni (GWh)	318	353	(35)
28%	Load Factor % ⁽²⁾	27%	31%	(3%)
95	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	98	94	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 primo semestre 2026 la produzione di energia elettrica in East Europe risulta pari a 318 GWh, in riduzione rispetto al primo semestre 2025 (353 GWh) per effetto di una marcata minore ventosità registrata in Polonia e Romania.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
67	Ricavi adjusted	39	37	2
50	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	27	26	2
(19)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(9)	0
31	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	18	16	2
0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	(0)
74%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	70%	70%	(0%)

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2026 pari a 39 milioni, risultano in lieve aumento rispetto al primo semestre 2025 (37 milioni), per effetto dei maggiori prezzi di mercato in parte compensati dalla minore ventosità in Polonia e Romania. I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 98 Euro/MWh, risultano pertanto in aumento rispetto al primo semestre 2025 (94 Euro/MWh), anche grazie ai prezzi di mercato in Romania.

Si precisa che il ricavo unitario del primo semestre 2025 era influenzato dalle misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia che prevedevano l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 400 lei/MWh, pari circa a 80 Euro/MWh (valore non inclusivo del ricavo da certificato verde pari a 29 Euro/MWh).

Il margine operativo lordo *adjusted* in East Europe del primo semestre 2026 è pari a 27 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2025 (26 milioni), e precisamente:

- Romania (10 milioni nel primo semestre 2026, -1 milione rispetto al 2025), influenzato da una minore ventosità del periodo;
- Bulgaria (4 milioni nel primo semestre 2026, in linea con il 2025);
- Polonia (12 milioni nel primo semestre 2026, +2 milioni rispetto al 2025), che beneficia dell'iscrizione di proventi derivanti dall'attualizzazione del beneficio governativo di lungo termine, per due società di diritto polacco, pari a 5 milioni, che compensa la minore ventosità del periodo.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Polonia

- **Obblighi di annullamento dei certificati di origine verdi e blu in Polonia**

L'Ufficio per la Regolazione dell'Energia polacco ha definito le modalità di adempimento degli obblighi relativi all'annullamento dei certificati di origine verdi e blu per il 2026. Il periodo di conformità decorre dal 1° luglio al 30 giugno dell'anno successivo e comprende nel 2026 sia gli obblighi relativi al 2025 fino a giugno sia quelli riferiti al 2026 a partire da luglio. L'obbligo interessa operatori energetici, clienti finali, consumatori industriali e società attive nel commercio di materie prime. Il principale strumento di adempimento consiste nella presentazione dei certificati di origine per l'annullamento presso l'autorità competente, mentre il versamento di un contributo sostitutivo è ammesso solo in presenza di prezzi dei certificati superiori alla soglia prevista. Per il 2026 tale possibilità non è applicabile ai certificati verdi, con conseguente mantenimento dei relativi ricavi a sostegno dei produttori di energia rinnovabile.

Romania

- **Approvato il regime di sostegno per i sistemi di accumulo in Romania**

La Commissione europea ha approvato un programma rumeno da €150 milioni, finanziato attraverso il Fondo per la Modernizzazione dell'Unione europea, destinato a sostenere lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo elettrico a batterie in coerenza con gli obiettivi del Clean Industrial Deal. La misura prevede l'installazione di almeno 2.174 MWh di capacità di accumulo standalone, con l'obiettivo di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili variabili nel sistema elettrico nazionale e aumentarne la flessibilità. Il sostegno sarà assegnato tramite una procedura competitiva sotto forma di contributi agli investimenti, con un aiuto massimo pari a €69.000/MWh installato, fino a €15 milioni per progetto e per un massimo del 100% dei costi ammissibili. I progetti dovranno essere realizzati entro il 31 dicembre 2030 e rispettare il quadro europeo sugli aiuti di Stato previsto dal Clean Industrial Deal.

Stati Uniti – Eolico e Solare

Anno		1° semestre		
2025	Risultati Operativi	2026	2025	Δ
317	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	317	317	-
224	Eolico	224	224	-
92	Solare	92	92	-
966	Produzioni (GWh)	443	533	(90)
809	Eolico	374	452	(78)
156	Solare	69	81	(12)
	Load Factor % ⁽²⁾			
41%	Eolico	38%	46%	(8%)
19%	Solare	17%	20%	(3%)
26	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	20	24	(5)
22	Eolico	14	21	(7)
46	Solare	53	45	7
51	Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)	43	50	(7)
51	Eolico	42	51	(9)
46	Solare	53	45	7

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2026** la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 443 GWh (di cui 374 GWh da fonte eolica e 69 GWh da fonte solare), in contrazione rispetto al primo semestre 2025 che aveva beneficiato di una buona ventosità (533 GWh, di cui 452 da fonte eolica e 81 da impianti fotovoltaici). La performance del parco eolico in USA (224 MW) ha risentito significativamente di eventi climatici straordinari nei primi mesi dell'anno, con impatto sulla disponibilità dell'impianto.

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 14 Euro/MWh (42 Euro/MWh includendo i PTC), in contrazione rispetto al primo semestre 2025, a seguito di congestioni di rete che hanno penalizzato il prezzo di vendita nei primi mesi dell'anno. I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto da fonte solare si attestano a 53 Euro/MWh, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (45 Euro/MWh) grazie ai ricavi derivanti dal capacity market.

Anno		1° semestre		
2025	Risultati economici	2026	2025	Δ
	(milioni di euro)			
31	Ricavi adjusted	13	15	(2)
22	Eolico	9	11	(2)
9	Solare	5	4	0
45	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	19	24	(5)
39	Eolico	15	21	(5)
6	Solare	3	3	0
(24)	Ammortamenti e svalutazioni	(11)	(12)	1
(20)	Eolico	(10)	(10)	1
(4)	Solare	(2)	(2)	0
22	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	7	11	(4)
19	Eolico	6	10	(4)
3	Solare	1	1	0
1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	1	(0)
0	Eolico	0	0	(0)
0	Solare	-	0	(0)
56	Ricavi <i>adjusted</i> e Altri proventi (PTC)	24	29	(5)
47	Eolico	19	25	(5)
9	Solare	5	4	0

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2026** risultano pari a 13 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2025 (15 milioni) principalmente per effetto di minori produzioni nel periodo e dei minori prezzi.

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 24 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 10 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 **marginale operativo lordo *adjusted*** negli Stati Uniti del **primo semestre 2026** è pari a 19 milioni, in contrazione rispetto al primo semestre 2025 (24 milioni), per le stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

Conto Economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, sia i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli special items.

Il dato comparativo 2025 è stato riesposto secondo quanto previsto dall'IFRS 5 indicando alla voce "Risultato netto delle attività cessate" il contributo dell'asset svedese al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi.

Si precisa inoltre che le società nel nord dell'Inghilterra acquisite nel corso del mese di gennaio 2026, titolari di 73 MW, sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2026.

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

(milioni di Euro)		Reported			Adjusted		
		1° semestre			1° semestre		
Conto Economico		2026	2025	Δ	2026	2025	Δ
Ricavi	1	409	378	31	409	378	32
Altri proventi	2	20	21	(1)	21	21	0
Ricavi Totali		429	399	30	431	399	32
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	3	(4)	(4)	0	(4)	(4)	0
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(106)	(94)	(12)	(100)	(92)	(8)
Costi del lavoro		(31)	(31)	1	(31)	(31)	1
Margine Operativo Lordo		288	269	18	295	271	25
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(174)	(143)	(30)	(141)	(136)	(5)
Risultato operativo netto		114	126	(12)	154	134	20
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(22)	(20)	(2)	(27)	(21)	(5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Risultato prima delle imposte		92	106	(14)	127	113	14
Imposte sul reddito	7	(26)	(25)	(1)	(31)	(27)	(4)
Risultato netto attività continue		66	81	(15)	96	86	11
Risultato di azionisti terzi		(2)	(3)	1	(2)	(3)	1
Risultato netto attività continue di Gruppo		64	78	(14)	95	83	12
Risultato netto attività cessate	8	-	(0)	0	-	(0)	0
Risultato netto di Gruppo		64	78	(14)	95	83	12

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 infragiornaliero" (MI), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC) e i *Power Purchase Agreements* (PPA), contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi 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 primo semestre 2026** sono pari a 409 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (378 milioni) per effetto delle maggiori produzioni rispetto a quelle particolarmente inferiori alle medie storiche in Europa nell'analogo periodo del 2025 oltre che del pieno contributo della capacità installata entrata in esercizio tra il 2025 e il 2026.

I valori *adjusted* del primo semestre 2026 non includono gli effetti relativi alla chiusura anticipata di strumenti derivati acquisiti con il nuovo perimetro eolico nel nord dell'Inghilterra (pari a 0,6 milioni).

2 - Altri proventi

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e il parziale rilascio di fondi rischi.

Inoltre, 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 10 milioni nel primo semestre 2026 (14 milioni nel periodo comparativo).

I valori *adjusted* includono inoltre, la sopravvenienza attiva derivante dall'attualizzazione del beneficio governativo di lungo termine, per due società di diritto polacco pari a 5 milioni.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

La voce include i costi per acquisti di materie prime e ricambi al netto delle variazioni delle rimanenze di magazzino ricambi.

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

Gli **Altri costi operativi** sono relativi principalmente agli affitti passivi, ai canoni di locazione, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori *adjusted* nel primo semestre 2026 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie (1 milione) e gli accantonamenti al fondo Business dismessi (1 milione).

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti *reported* (174 milioni) in aumento rispetto al primo semestre 2025 (143 milioni), si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. L'incremento del periodo riflette il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti e sviluppati internamente (+8 milioni), in parte compensato dal raggiunto termine della vita utile di alcuni componenti dei parchi eolici e solari (-2 milioni¹²) e dal fermo programmato di alcuni impianti oggetto di repowering e revamping (-2 milioni).

Nel primo semestre 2026 la voce include inoltre le svalutazioni per 33 milioni del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali correlate a progetti di Revamping di alcuni impianti del portafoglio Solare Italia e a progetti di Repowering in Francia già approvati ed autorizzati. Si ricorda che nel primo semestre 2025 erano state effettuate svalutazioni del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Germania, oggetto di Repowering, per 7 milioni.

La voce include inoltre gli ammortamenti IFRS 16 pari a 5,4 milioni nel primo semestre 2026 (5 milioni nel primo semestre 2025).

Gli **ammortamenti adjusted** (141 milioni) non includono le già commentate svalutazioni.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del primo semestre 2026 ammontano a 22 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2025 (20 milioni), il quale beneficiava di una remunerazione a breve termine più elevata sulla liquidità operativa e su quella destinata al rimborso dell'obbligazione emessa nel 2019 (in scadenza ad aprile 2025), in considerazione della fase del ciclo di politica monetaria. L'aumento degli oneri finanziari è inoltre dovuto al rifinanziamento della suddetta obbligazione, ad una cedola più alta, seppur mitigato da operazioni di *prehedg* stipulate nel 2020 a tassi particolarmente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024). Gli oneri finanziari relativi ai finanziamenti bancari e ai Project Financing sono invece in diminuzione per effetto sia dei rimborsi ordinari, sia delle attività di liability management che più che compensano l'impatto sull'intero semestre del Green Loan erogato il 30 aprile 2025 e del finanziamento acquisito insieme al nuovo perimetro nel Regno Unito, poi rimborsato anticipatamente.

Il dato *reported* include anche il provento pari a 5 milioni derivante dall'attualizzazione del beneficio governativo di lungo termine, legato al meccanismo d'asta per due società di diritto polacco, riclassificato nei risultati *adjusted* alla voce Altri proventi.

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

Il costo medio ponderato annuo del debito a medio-lungo termine nel primo semestre 2026 si è attestato all'1,8% invariato rispetto al primo semestre 2025.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** non includono:

- i proventi finanziari derivanti dall'attualizzazione del beneficio governativo polacco con *settlement* a lungo

¹² Si precisa che l'importo include anche l'effetto di minori ammortamenti conseguente alle svalutazioni dei parchi fotovoltaici rilevate nel Bilancio 2025 a seguito delle procedure di impairment test.

- termine, riclassificati nei valori *adjusted* alla voce Altri proventi pari a 5 milioni;
- gli oneri finanziari derivanti dalla estinzione anticipata di quattro Corporate Loan pari a 1 milione;
- gli oneri finanziari derivanti dal rimborso anticipato dei project financing acquisiti con il nuovo perimetro eolico nel Regno Unito e dei relativi strumenti derivati di copertura dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse pari a circa 1 milione.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 26 milioni, in lieve aumento rispetto ai 25 milioni del primo semestre 2025. La voce include gli impatti derivanti dal D.L. 21/2026 (D.L. Energia/Bollette)¹³ pari a 4 milioni, relativo all'incremento di due punti percentuali dell'aliquota IRAP, di cui 2,5 milioni sul periodo d'imposta corrente e 1,2 milioni riconducibile all'adeguamento delle imposte differite.

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 31 milioni, in aumento rispetto ai 27 milioni del primo semestre 2025, principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo.

Si precisa che la voce non include gli impatti *net tax* degli special items, oltretutto, come già commentato, gli impatti derivanti dal D.L. 21/2026 (D.L. Energia/Bollette) pari a 4 milioni. Entrambi gli effetti sono stati isolati come *special items* in quanto considerata una misura di carattere straordinario e limitata nel tempo.

Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% in linea con il periodo comparativo.

8 – Risultato netto attività cessate

La voce comprende per il primo semestre 2025 il risultato del contributo dell'asset eolico in Svezia¹⁴, ceduto in data 20 gennaio 2026.

¹³ Il decreto, convertito in L.49/2026, ha previsto un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo di imposta successivo al 31 dicembre 2025, per i periodi di imposta 2026 e 2027, l'aliquota è incrementata di due punti percentuali.

¹⁴ Si segnala che il margine operativo lordo dell'asset eolico svedese nel primo semestre 2025 è stato pari a 3 milioni.

Situazione Patrimoniale

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

Si ricorda che, in applicazione del principio contabile IFRS 5, il contributo patrimoniale del parco eolico situato in Svezia e ceduto in data 20 gennaio 2026¹⁵, è stato riclassificato nel periodo comparativo alla voce “Capitale investito netto attività cessate”.

L’indebitamento finanziario netto, per il 2025, include il contributo dell’asset eolico svedese 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.

Stato Patrimoniale riclassificato

30/06/2025	Stato Patrimoniale riclassificato		30/06/2026	31/12/2025
	(milioni di Euro)			
4.780	Capitale immobilizzato	1	4.656	4.568
66	Capitale circolante operativo netto	2	74	83
(2)	Fondi per benefici ai dipendenti		(2)	(3)
270	Altre attività	3	329	286
(839)	Altre passività	4	(922)	(840)
4.275	Capitale investito netto		4.135	4.094
-	- <i>Capitale investito netto attività cessate</i>		-	70
4.275	Capitale investito netto		4.135	4.165
2.024	Patrimonio netto di Gruppo		1.890	1.980
72	Patrimonio netto di terzi	5	61	65
1.949	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	1.939	1.882
229	<i>Passività per leasing</i>	6	245	237
2.179	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	2.184	2.119
4.275	Mezzi propri e debiti finanziari		4.135	4.165

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2025	1.413	3.178	52	4.642
Deconsolidamento asset svedese	(2)	(71)	(0)	(74)
Capitale immobilizzato al 31/12/2025	1.410	3.106	52	4.568
Investimenti	2	85	-	87
Variazioni area di consolidamento	83	70	-	153
Ammortamenti	(41)	(100)	-	(141)
Altre variazioni	7	12	0	19
Svalutazioni	(4)	(28)	-	(33)
Variazione Right-of-use assets	-	2	-	2
Capitale immobilizzato al 30/06/2026	1.457	3.147	52	4.656

¹⁵ In data 20 gennaio 2026, 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 titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia.

La riga **Investimenti** si riferisce ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'avanzamento delle attività di repowering su parchi eolici in Italia, in Francia e Germania e alla costruzione di un impianto greenfield in Germania.

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto dell'acquisizione di asset eolici avvenuta nel primo trimestre 2026 nel nord dell'Inghilterra (73 MW).

La riga **Altre variazioni** si riferisce alla variazione dell'effetto dei cambi principalmente per le società in valuta statunitense ed inglese ed alle alienazioni del periodo.

La riga **Svalutazioni** si riferisce all'effetto delle svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi fotovoltaici in Italia, a seguito delle autorizzazioni di progetti di Revamping ottenute nel periodo.

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 di natura commerciale.

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, ai *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.

Riepilogo indebitamento del Gruppo

30/06/2025	Riepilogo indebitamento del Gruppo	30/06/2026	31/12/2025
	(milioni di Euro)		
2.197	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.170	2.130
(248)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(231)	(248)
1.949	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.939	1.882
229	Passività per leasing	245	237
2.179	Totale indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.184	2.119

La passività per leasing al 30 giugno 2026 è pari a 245 milioni (237 milioni al 31 dicembre 2025). L'incremento del periodo è riconducibile principalmente all'effetto perimetro derivante dall'acquisizione del portafoglio eolico nel nord dell'Inghilterra (73 MW), in parte compensato dalla cessione dell'asset svedese, operazioni contestuali avvenute in data 20 gennaio 2026, nell'ambito del re-focus geografico del Gruppo.

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine

30/06/2025	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	30/06/2026	31/12/2025
	(milioni di Euro)		
494	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	542	494
1.596	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.597	1.597
2.090	Totale	2.140	2.091
135	Totale Project Financing	58	64
(19)	Quota corrente Project Financing	(17)	(16)
116	Project Financing a medio-lungo termine	41	48
(10)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(11)	(9)
2.197	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	2.170	2.130
224	Passività per leasing	240	232
2.421	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	2.410	2.361

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 30 giugno 2026 sono pari a 542 milioni e si riferiscono a cinque *Green Loan (senior unsecured)* per 543 milioni nominali.

In particolare, nell'ambito delle attività di Liability Management si segnala che:

- in data 30 gennaio 2026 la Banca europea per gli investimenti (BEI) ha erogato a ERG S.p.A. 243 milioni a valere sul contratto di finanziamento *green senior unsecured* sottoscritto nel dicembre 2024 a supporto dello sviluppo di impianti da fonti rinnovabili in Italia, Francia e Germania;
- in data 30 gennaio 2026, ERG S.p.A. ha sottoscritto e utilizzato un nuovo *Green Loan* per un importo pari a 75 milioni, con scadenza nel 2030 e possibilità di estensione al 2032;
- in data 6 febbraio 2026 ERG S.p.A. ha sottoscritto e utilizzato un nuovo *Green Loan* per un importo pari a 100 milioni, con scadenza nel 2031;
- in data 31 marzo 2026 ERG S.p.A. ha sottoscritto un nuovo *Green Loan*, utilizzato in data 30 aprile, per un importo pari a 50 milioni, con scadenza nel 2030 e possibilità di estensione al 2032.

La sottoscrizione e l'erogazione dei suddetti *Green Loan* hanno comportato un allungamento delle scadenze e un miglioramento dei margini contrattuali rispetto a quelli esistenti sui finanziamenti *Sustainable bilateral linked loans* in essere al 31 dicembre 2025 previsti in scadenza tra il 2028 e il 2029, i quali sono stati interamente rimborsati.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato per circa 1 milione.

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

- 600 milioni nominali (della durata di 7 anni a tasso fisso con scadenza nel settembre 2027);
- 500 milioni nominali (della durata di 6 anni a tasso fisso con scadenza nel 2030);
- 500 milioni nominali (della durata di 10 anni a tasso fisso con scadenza nel 2031).

Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato circa 6 milioni.

I debiti per **Project Financing** pari a 58 milioni¹⁶ al 30 giugno 2026 sono relativi a:

- finanziamenti per 43 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.

¹⁶ Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

Si segnala che, in riferimento alla recente acquisizione del nuovo perimetro eolico nel nord dell'Inghilterra, sono stati acquisiti Project Financing rimborsati anticipatamente nel corso del primo trimestre 2026, nell'ambito delle attività di Liability Management attuate dal Gruppo negli ultimi anni.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 11 milioni, si riferiscono alla quota a lungo termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse.

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine

30/06/2025	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	30/06/2026	31/12/2025
	<i>(milioni di Euro)</i>		
197	Finanziamenti bancari a breve termine	196	222
36	Altri debiti finanziari a breve termine	35	19
233	Passività finanziarie a breve termine	231	240
(341)	Disponibilità liquide	(313)	(421)
(145)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(152)	(74)
(487)	Attività finanziarie a breve termine	(465)	(495)
19	Project Financing a breve termine	17	16
(13)	Disponibilità liquide	(13)	(9)
6	Project Financing	4	7
(248)	Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	(231)	(248)
5	Passività per leasing	5	5
(242)	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	(225)	(242)

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni riferite a linee di finanziamento a breve termine.

Gli **Altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i ratei per interessi passivi su Bond, *Corporate Loan* e Project Financing (33 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per circa 135 milioni, i ratei attivi per interessi finanziari maturati per 5 milioni, oltre alla quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 6 milioni.

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo.

L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

Anno 2025 ⁽¹⁾	(milioni di Euro)	1° semestre	
		2026	2025 ⁽¹⁾
540	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	295	274
(126)	Variazione capitale circolante	(41)	(81)
414	Cash Flow operativo	254	193
(163)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(87)	(71)
(72)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(115)	(72)
-	Incasso cessione impianto eolico Svezia	71	-
0	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0)	0
(4)	Altre variazioni e disinvestimenti	2	(1)
(239)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(130)	(143)
(41)	Proventi (oneri) finanziari	(27)	(23)
2	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(0)	1
(0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	(0)
(39)	Cash Flow da gestione finanziaria	(27)	(22)
(47)	Cash Flow da gestione fiscale	(6)	(20)
(151)	Distribuzione dividendi	(149)	(147)
(12)	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	-	(12)
(15)	Altri movimenti di patrimonio netto	1	(5)
(178)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(148)	(164)
1.793	Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16	1.882	1.793
89	<i>Variazione netta</i>	57	156
1.882	Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.939	1.949
237	<i>Passività per leasing</i>	245	229
2.119	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.184	2.179

⁽¹⁾ Si precisa che il flusso di cassa 2025 è rappresentato tenendo conto dei flussi di cassa delle attività cessate.

Il **Cash flow operativo** del primo semestre 2026 è positivo per 254 milioni, in aumento rispetto al corrispondente periodo 2025 (193 milioni) principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del primo semestre 2026 si riferisce ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'acquisizione di un portafoglio eolico nel Regno Unito (73 MW) e all'avanzamento delle attività di repowering su parchi eolici in Italia, in Francia e Germania e alla costruzione di impianti greenfield in Germania.

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.

La variazione della **Passività per leasing** è riconducibile principalmente all'effetto perimetro derivante dall'acquisizione di un portafoglio eolico nel nord dell'Inghilterra (73 MW), solo in parte compensato dalla cessione dell'asset svedese, operazioni contestuali avvenute in data 20 gennaio 2026, nell'ambito del re-focus geografico del Gruppo.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione. Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo. Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati del business nonché sull'indebitamento finanziario netto. Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del 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 ceduto in data 20 gennaio 2026, i cui valori sono stati riclassificati alla voce "Risultato netto delle attività cessate": 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.

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

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

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

usuale (special items).

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

L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo *adjusted* e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business.

Il **Tax rate *adjusted*** è calcolato rapportando i valori *adjusted* delle imposte e dell'utile ante imposte.

Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività in corso di cessione/cedute riclassificate alla riga "Risultato netto attività cessate".

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;
- svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
- 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

Anno 2025 ⁽¹⁾	MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	1° semestre	
			2026	2025 ⁽¹⁾
526	Margine operativo lordo		288	269
-	Riclassifica beneficio dilazione CFD Polonia		5	-
	Esclusione Special Items:			
3	Oneri accessori operazioni straordinarie	1	1	1
-	Chiusura di strumenti derivati UK	5	1	-
6	Accantonamento Fondo Business Dismessi	2	1	0
535	Margine operativo lordo adjusted		295	271
Anno 2025	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		1° semestre	
			2026	2025
(354)	Ammortamenti e svalutazioni attività continue		(174)	(143)
	Esclusione Special Items:			
22	Svalutazione Repowering/Revamping	3	33	7
59	Svalutazione Solar Spain	4	-	-
(273)	Ammortamenti adjusted		(141)	(136)
Anno 2025	RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		1° semestre	
			2026	2025
65	Risultato netto di Gruppo		64	78
27	Esclusione impatto IFRS 5		-	0
92	Risultato netto attività continue di Gruppo		64	78
	Esclusione Special Items:			
(2)	Esclusione oneri accessori su prepayment finanziamenti	5	1	(1)
3	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	1	0
-	Esclusione +2% IRAP (D.L. Bollette)	6	4	-
46	Esclusione svalutazione Solar Spain	4	-	-
1	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	2	1	0
16	Esclusione svalutazione Repowering /Revamping	3	25	5
(1)	Riclassifica IFRS 5 su Asset Svezia	7	-	(0)
155	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		95	83

⁽¹⁾ I valori 2025 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando il contributo del business svedese, ceduto nel mese di gennaio 2026, alla voce "Risultato netto delle attività cessate".

Si precisa che, come indicato nel capitolo **"Basis for preparation"**, nei valori *adjusted*, è stato riclassificato il provento derivante dall'attualizzazione del beneficio governativo di lungo termine, correlato a un settlement di natura commerciale, per due società di diritto polacco pari a 5 milioni.

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- Accantonamenti correlati ad oneri e poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- Svalutazioni di impianti esistenti oggetto di piani di Revamping in Italia, già approvati ed autorizzati.
- Nel 2025 la voce include la svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna, a seguito della procedura di impairment test.
- La voce include gli oneri finanziari relativi all'estinzione anticipata di quattro Corporate Loan in ERG S.p.A.

- nonché gli oneri derivanti dalla chiusura anticipata di project financing delle neoacquisite società in Regno Unito, inclusi gli strumenti derivati di copertura ad essi correlati.
- Esclusione dell'incremento dell'aliquota IRAP (+2%) previsto dal D.L. 20 febbraio 2026, convertito in Legge 49/2026, in quanto considerata una misura di carattere straordinario e limitata nel tempo.
- Riclassifica del contributo dell'asset eolico svedese, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come "Risultato netto delle attività cessate".

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

Conto Economico 1° semestre 2026

<i>(milioni di Euro)</i>	Schemi di Bilancio	Riclassifica beneficio dilazione CfD Polonia	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	409	-	1	409
Altri proventi	20	5	(4)	21
Ricavi totali	429	5	(3)	431
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(4)	-	-	(4)
Costi per servizi e altri costi operativi	(106)	-	6	(100)
Costi del lavoro	(31)	-	-	(31)
Margine operativo lordo	288	5	2	295
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(174)	-	33	(141)
Risultato operativo	114	5	35	154
Proventi (oneri) finanziari netti	(22)	(5)	0	(27)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	-	(0)
Risultato prima delle imposte	92	-	36	127
Imposte sul reddito	(26)	-	(5)	(31)
Risultato netto attività continue	66	-	31	96
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo	64	-	31	95
Risultato netto attività cessate	-	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	64	-	31	95

Conto Economico 1° semestre 2025

Il dato relativo al primo semestre 2025 è stato riesposto, ai fini comparativi, senza il contributo del business svedese, ceduto in data 20 gennaio 2026 e riclassificato alla riga “Risultato netto delle attività cessate” in applicazione dell’IFRS 5.

<i>(milioni di Euro)</i>	Conto economico adjusted	Riclassifiche IFRS 5	Conto economico adjusted "proforma"
Ricavi	382	(4)	378
Altri proventi	21	-	21
Ricavi totali	403	(4)	399
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(4)	-	(4)
Costi per servizi e altri costi operativi	(94)	2	(92)
Costi del lavoro	(31)	-	(31)
Margine operativo lordo	274	(3)	271
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(138)	2	(136)
Risultato operativo	135	(1)	134
Proventi (oneri) finanziari netti	(23)	2	(21)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	(0)
Risultato prima delle imposte	113	0	113
Imposte sul reddito	(27)	(0)	(27)
Risultato netto attività continue	85	0	86
Risultato di azionisti terzi	(3)	-	(3)
Risultato netto attività continue di Gruppo	83	0	83
Risultato netto attività cessate	-	(0)	(0)
Risultato netto di Gruppo	83	-	83

Fatti di rilievo dopo la chiusura del semestre

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
20 luglio 2026	Italia	Corporate	ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto con Statkraft, il più grande produttore di energia rinnovabile in Europa, un Power Purchase Agreement (PPA) di natura finanziaria e con profilo “pay as produced” della durata di 7 anni, a partire dal 1° gennaio 2027. Il contratto prevede la fornitura di circa 118 GWh/anno di energia elettrica e di un volume equivalente di Garanzie Di Origine prodotte dagli impianti eolici di ERG nel Sud Italia, già realizzati e in esercizio.
23 luglio 2026	Germania	Wind	ERG ha completato la costruzione ed energizzato il parco eolico di Aukrug, situato nel nord della Germania con una capacità installata complessiva di 22,4 MW ed una produzione annua stimata di circa 50 GWh. L'impianto beneficia di un CfD ventennale, in linea con la strategia di stabilizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo.

Evoluzione prevedibile della gestione

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, anche in seguito alle tensioni in Medio Oriente. In Italia, il “Decreto Bollette 2026” è stato convertito in legge (Legge n°49 del 10 aprile) e introduce una serie di norme finalizzate a ridurre il costo dell'energia elettrica per famiglie ed imprese. Tra queste il decreto prevede stimoli al mercato PPA, riforma della disciplina delle richieste di connessione oltre che meccanismi di rimborso di quote del prezzo del gas utilizzato per la generazione termoelettrica. Questi ultimi, di impatto sul prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso, saranno da attuarsi attraverso l'adozione di provvedimenti che dovranno essere definiti dall'ARERA nei prossimi mesi con efficacia a partire dal 2027. Il meccanismo determina implicitamente un vantaggio competitivo per la generazione termoelettrica a gas, attenuando il segnale economico a favore della transizione verso le fonti rinnovabili. Anche per questa ragione l'intera legge risulta attualmente al vaglio della Commissione Europea, per valutarne la compatibilità con le linee guida sugli aiuti di stato dell'Unione.

A partire dal secondo trimestre 2026 lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in calo rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo 2025, complice la crisi geopolitica tra Israele, Stati Uniti e Iran che ha inciso profondamente sui flussi di prodotti petroliferi e gas naturale a livello globale. In termini di risorsa naturale la produzione dei primi mesi del 2026 è in riduzione 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 sostanzialmente in linea** grazie ai maggiori volumi attesi nell'anno confrontati con un 2025 caratterizzato da eccezionale scarsa ventosità registrata anche nella seconda parte dell'anno. Tale effetto, tuttavia, si stima sia in gran parte compensato dai minori prezzi catturati 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.

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'acquisizione di 73 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); dal contributo di un parco Greenfield in Germania (+22 MW) entrato in esercizio a luglio, e dai primi contributi di un parco repowering in Francia (+23 MW di nuova capacità) previsto in esercizio nel terzo trimestre 2026.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in 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, gli impianti già entrati in esercizio nel 2026 e la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2026 e il 2028 rispettivamente per 23 MW nel 2026, 246 MW nel 2027 e 25 MW nel 2028. Tali investimenti non includono la cessione di 62 MW in Svezia.

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* a fine 2026 è atteso nel range tra 1.950 e 2.050 milioni (1.882 milioni a fine 2025), inclusivo degli investimenti sopra citati e della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

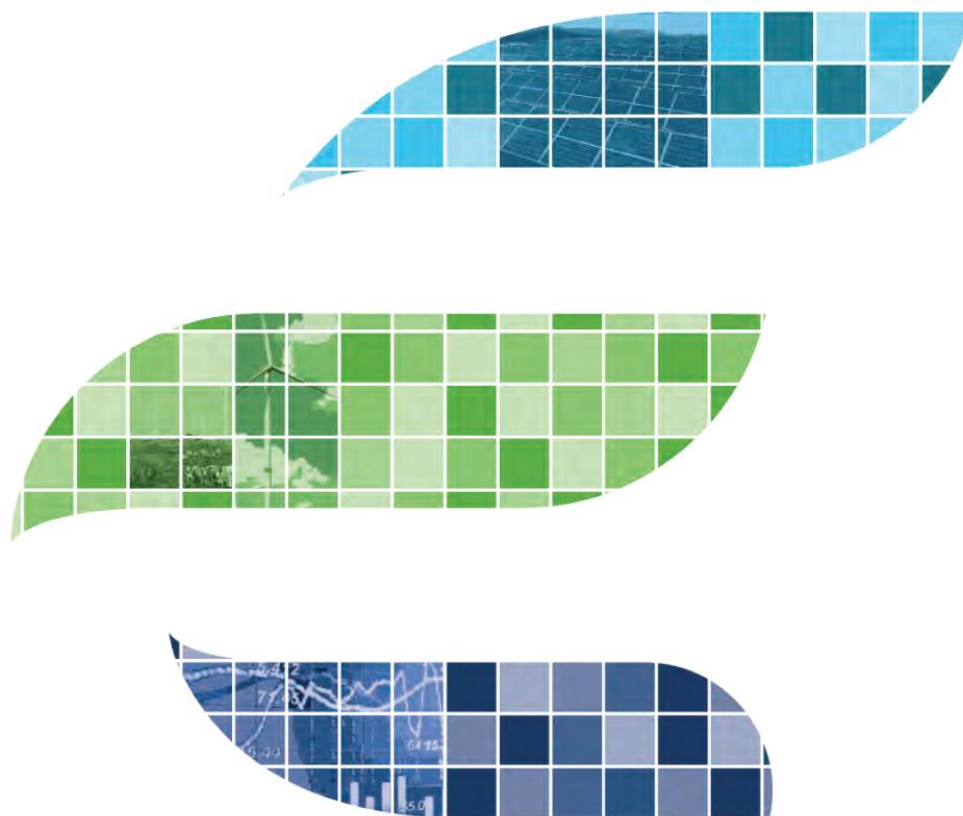
Genova, 31 luglio 2026

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

(firmato in originale)

Edoardo Garrone



BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2026

Prospetto di conto economico ^{(1) (2)}

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Ricavi	1	408.863	377.873
Altri proventi	2	20.080	21.179
Costi per acquisti	3	(4.292)	(4.387)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(106.038)	(93.938)
Costi del lavoro	5	(30.639)	(31.241)
MARGINE OPERATIVO LORDO		287.975	269.486
Ammortamenti Attività Immateriali	21	(40.939)	(39.206)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	21	(99.802)	(96.146)
Ripristini (svalutazioni) di valore		(32.993)	(8.082)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		114.241	126.052
Proventi finanziari	37	41.795	44.305
Oneri finanziari	37	(64.105)	(64.382)
Proventi (oneri) finanziari netti		(22.310)	(20.077)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	24	(79)	(38)
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	24	(144)	-
Proventi (oneri) da partecipazioni		(223)	(38)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		91.708	105.936
Imposte sul reddito	41	(26.019)	(25.058)
RISULTATO NETTO ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO		65.689	80.878
Risultato netto attività cessate	44	-	(467)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		65.689	80.411
Risultato di azionisti terzi	30	1.706	2.769
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		63.983	77.642

(Euro)

Utile per azione attività operative base e diluito ⁽³⁾
 Utile di Gruppo per azione base e diluito ⁽³⁾
 Utile per azione attività cessate⁽³⁾

1° semestre 2026	1° semestre 2025
0,452	0,556
0,440	0,534
-	-0,003

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

⁽²⁾ I dati del 1° semestre 2025 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alla già avvenuta cessione del business svedese. Si veda quanto indicato nella sezione VII. Attività operative cessate.

⁽³⁾ Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 145.354.760 (145.419.719 nel periodo comparativo). Non si segnalano differenze tra gli indicatori di utili per azione base e diluito.

Prospetto di conto economico complessivo ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Risultato netto del periodo		65.689	80.411
Variazioni che saranno riclassificate a conto economico			
Variazione di fair value della copertura efficace dei flussi finanziari		(35.579)	(16.926)
Imposte sul reddito riferite alla variazione di fair value della copertura efficace dei flussi finanziari		10.037	4.775
	29	(25.542)	(12.151)
Variazione della riserva di traduzione		11.772	(42.489)
Variazione della riserva di traduzione relativa ad attività cessate		-	2.858
	29	11.772	(39.631)
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		(13.770)	(51.782)
Risultato netto complessivo del periodo		51.919	28.629
Quota di interessenza del Gruppo		52.844	24.019
Quota di interessenza di terzi		(924)	4.610

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

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2026	31/12/2025
ATTIVITA'			
Autorizzazioni e Concessioni	15	981.774	948.160
Altre attività immateriali	16	20.455	20.447
Avviamento	17	454.580	441.891
Immobili, impianti e macchinari	18	2.932.961	2.900.666
Attività per diritti di utilizzo	19	214.428	205.332
Partecipazioni:	23	1.169	1.262
- valutate con il metodo del patrimonio netto		311	390
- altre partecipazioni		858	873
Attività finanziarie valutate al Fair Value	32	26.650	22.141
Altre attività finanziarie non correnti	25	50.779	50.369
Attività per imposte differite	43	83.939	76.004
Altre attività non correnti	10	66.728	62.525
Attività non correnti		4.833.463	4.728.797
Rimanenze	7	25.963	24.985
Crediti commerciali	6	132.533	135.345
Altri crediti e attività correnti	9	113.259	96.794
Attività per imposte correnti	42	48.097	31.979
Attività finanziarie valutate al Fair Value	32	7.494	11.342
Altre attività finanziarie correnti	33	146.319	89.261
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	31	325.540	419.834
Attività correnti		799.205	809.540
Attività cessate		-	79.814
TOTALE ATTIVITA'		5.632.669	5.618.150
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	29	15.032	15.032
Altre Riserve	29	1.552.311	1.641.944
Utili/(Perdite) a nuovo	29	258.198	258.198
Utile del periodo	29	63.983	64.957
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante		1.889.524	1.980.131
Partecipazioni di terzi	30	61.260	65.349
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.950.784	2.045.480
PASSIVITA'			
Benefici ai dipendenti	14	2.477	2.521
Passività per imposte differite	43	245.684	215.251
Fondo Business Dismessi	26	81.020	82.315
Fondo oneri smantellamento	20	93.833	91.968
Altri fondi non correnti	27	28.237	29.187
Passività finanziarie valutate al Fair Value	36	118.716	96.272
Passività finanziarie non correnti	34	2.180.860	2.139.168
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	35	239.709	228.271
Passività Tax Partner USA	12	118.532	119.785
Altre passività non correnti	11	87.796	82.621
Passività non correnti		3.196.864	3.087.360
Altri fondi correnti	27	26.118	29.892
Debiti commerciali	8	84.797	77.015
Passività finanziarie valutate al Fair Value	36	18.336	11.245
Passività finanziarie correnti	34	247.435	256.554
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	35	5.249	5.196
Altre passività correnti	11	63.071	62.249
Passività per imposte correnti	42	40.015	20.020
Passività correnti		485.021	462.171
Passività connesse ad attività cessate		-	23.139
TOTALE PASSIVITA'		3.681.885	3.572.670
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		5.632.669	5.618.150

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

Prospetto dei flussi finanziari ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2026	1° semestre 2025
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA:			
Risultato netto del periodo		65.689	80.411
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	21	173.733	145.170
- Incremento altri fondi	20-26-27	711	3.873
- Decremento altri fondi	20-26-27	(5.434)	(4.764)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	6	-	(244)
- Proventi (oneri) da partecipazioni	24	223	38
- Variazione dei fondi relativi al personale	14	(44)	(304)
Oneri finanziari	37	22.310	21.726
Imposte sul reddito	41-42	26.019	25.050
Altre variazioni di elementi non monetari	29	(9.312)	10.725
		273.895	281.684
- Variazione delle altre attività e passività del periodo:			
- Variazione delle rimanenze	7	(978)	(1.678)
- Variazione dei crediti commerciali	6	10.457	22.561
- Variazione dei debiti commerciali	8	7.356	(60.419)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	da 9 a 13	6.144	(59.607)
- Variazione fair value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	37-38	(5.277)	(1.905)
Pagamento imposte	41-42	(6.359)	(19.694)
		11.343	(120.741)
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA IN ESERCIZIO (A)		285.238	160.943
<i>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL' ATTIVITA' OPERATIVA CESSATA</i>		-	-
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA		285.238	160.943
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:			
Acquisizione di attività immateriali	15-16	(2.029)	(1.489)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	18	(85.172)	(69.028)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	23	(66)	(5)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	15-16-18-19	(206)	524
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	23	159	46
Incasso da cessione partecipazioni per clausole di aggiustamento prezzo	24	(143)	-
Incasso da cessione attività operative cessate	44	70.850	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24	(410)	77
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	33	(56.972)	302.233
Variazione Area di Consolidamento per business combination	45	(94.087)	(1.010)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO IN ESERCIZIO (B)		(168.075)	231.348
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO CESSATA</i>		-	-
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO		(168.075)	231.348
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO:			
Nuovi finanziamenti non correnti	34	468.000	75.000
Rimborsi Green Bond	34	-	(500.000)
Variazione netta delle passività finanziarie verso banche	34	(32.520)	11.228
Variazione delle altre passività finanziarie correnti e non correnti	34	216	(515)
Interessi netti pagati	37	(15.653)	(10.370)
Chiusura anticipata finanziamenti	34	(472.672)	(45.741)
Dividendi ad azionisti	29-30	(148.610)	(147.491)
Acquisto azioni proprie	29-30	-	(11.789)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	35	(10.218)	(9.447)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO IN ESERCIZIO (C):		(211.457)	(639.125)
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO CESSATA</i>		-	-
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO		(211.457)	(639.125)
FLUSSO-FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)		(94.294)	(246.835)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO		419.834	600.966
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(94.294)	(246.835)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		325.540	354.132

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

(2) I dati sono presentati al netto dei flussi generati dalle "Attività e passività operative cessate". I flussi generati dalle "Attività e passività operative cessate" 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 ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	Capitale sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Azioni proprie in portafoglio	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Totale Patrimonio Netto
SALDO AL 31/12/2024		15.032	38.795	6.792	(97.939)	1.996.849	187.087	2.146.618	76.481	2.223.099
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	187.087	(187.087)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	-	2.183	-	2.183	-	2.183
Acquisto azioni proprie		-	-	-	(11.789)	-	-	(11.789)	-	(11.789)
Distribuzione dividendi		-	-	-	-	(145.355)	-	(145.355)	(2.136)	(147.491)
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	6.660	-	6.660	(6.660)	-
Altre variazioni		-	-	-	-	(656)	-	(656)	-	(656)
Risultato netto di periodo		-	-	-	-	-	77.642	77.642	2.769	80.411
Altre componenti del risultato complessivo		-	(12.151)	(39.631)	-	-	-	(51.782)	1.841	(49.941)
Risultato netto complessivo		-	(12.151)	(39.631)	-	-	77.642	25.860	4.610	30.469
SALDO AL 30/06/2025		15.032	26.645	(32.839)	(109.728)	2.046.767	77.642	2.023.521	72.294	2.095.814
SALDO AL 31/12/2025	29	15.032	11.535	(50.482)	(109.728)	2.048.818	64.957	1.980.131	65.349	2.045.480
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	64.957	(64.957)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	29	-	-	-	-	2.205	-	2.205	-	2.205
Acquisto azioni proprie	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuzione dividendi	29-30	-	-	-	-	(145.355)	-	(145.355)	(3.256)	(148.610)
Acquisizioni di società con terzi	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	-	(303)	-	(303)	91	(212)
Risultato netto di periodo	29-30	-	-	-	-	-	63.983	63.983	1.706	65.689
Altre componenti del risultato complessivo	29	-	(21.167)	10.028	-	-	-	(11.139)	(2.631)	(13.770)
Risultato netto complessivo		-	(21.167)	10.028	-	-	63.983	52.844	(924)	51.919
SALDO AL 30/06/2026	29	15.032	(9.632)	(40.454)	(109.728)	1.970.322	63.983	1.889.524	61.260	1.950.784

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

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

I. INTRODUZIONE

ERG 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 Semestrale Abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2026 comprende i bilanci della ERG 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 e solare in Italia, Francia, Regno Unito, Germania, Spagna, Polonia, Romania, Bulgaria e Stati Uniti d'America. La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 31 luglio 2026.

Criteri di redazione

Il presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato, se non diversamente indicato, è espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della capogruppo ERG 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, in particolare in conformità allo IAS 34 Bilanci intermedi e deve essere letto congiuntamente al **Bilancio Consolidato Integrato 2025**;
- 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 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio Consolidato annuale, per le quali, pertanto, si rimanda al **Bilancio Consolidato Integrato 2025**. Tuttavia, sono incluse note illustrative specifiche per spiegare gli eventi e le transazioni che sono rilevanti per comprendere le variazioni della situazione patrimoniale-finanziaria e dell'andamento del Gruppo dall'ultimo Bilancio Consolidato Integrato.

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 limitata da parte della società KPMG S.p.A. secondo le modalità indicate dalla CONSOB nella Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997; i risultati di tale attività, svolta dalla società KPMG S.p.A. saranno resi pubblici appena disponibili.

Il presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stato redatto utilizzando i medesimi principi contabili applicati al Bilancio Consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025. Le variazioni intervenute nell'applicazione dei principi contabili, laddove rilevanti, sono descritte nei successivi paragrafi.

Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato

Il presente Bilancio è costituito:

- dagli **scemi primari** di Bilancio, con le seguenti caratteristiche:
 - 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 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 del periodo; 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 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 alle componenti della riserva di altre componenti del risultato complessivo.
- dalle **Note illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato**.

Inoltre, come richiesto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, nella **Nota 46 - 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 47 - 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. Le stime contabili sono importi monetari rilevati in bilancio che hanno delle incertezze nella misurazione. 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.

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
Impairment test di avviamento autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo	Le principali assunzioni per la determinazione dei valori recuperabili riguardano, nello specifico: • l'individuazione dei prezzi attesi di energia e gas, • la valutazione delle disponibilità delle risorse rinnovabili, • l'evoluzione del quadro regolatorio, • l'individuazione di variabili macroeconomiche quali inflazione e tassi di sconto, anche legate all'attuale clima di incertezza geopolitica, • i tassi di cambio • la valutazione di possibili impatti dei cambiamenti climatici. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 22 - Impairment test.
Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti	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. 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). Si veda la sezione III. Attività di Investimento per maggiori dettagli.
Recuperabilità delle imposte differite attive	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 (Nota 43 - Fiscalità Differita).
Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali	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. Si veda la sezione IV. Fondi e Passività Potenziali. In particolare, con riferimento al Fondo Business Dismessi gli elementi di maggiore complessità e incertezza sono riconducibili al processo e alla modalità di valutazione correlati ai rischi legati principalmente a eventi risalenti nel tempo e inerenti a tematiche di natura ambientale, legale e fiscale legate ai business "Oil" dismessi della Raffinazione Costiera e del Downstream integrato, nonché dei business termoelettrico e idroelettrico (Nota 26 - Fondo Business Dismessi).
Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività	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 Nota 6 - Crediti commerciali.
Valutazioni del fair value	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 <i>pricing</i>, 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. Si veda anche la sezione V. Gestione finanziaria.
Business Combination	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.
Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo delle Attività per diritti di utilizzo	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 Nota 19 - Attività per diritti di utilizzo.

Revisione di stima: attualizzazione passività per meccanismo d'asta in Polonia

Le società polacche EW Piotrków Kujawski sp z o.o. e Laszki Wind sp. z o.o. beneficiano del meccanismo incentivante CfD (*Contract for Difference*) previsto dal sistema d'aste OZE polacco, la cui controparte di regolazione è Zarządca Rozliczeń. Il meccanismo prevede una durata complessiva di 15 anni articolata in periodi triennali, al termine dei quali vengono determinate le eventuali posizioni creditorie o debitorie derivanti dal differenziale tra prezzo di mercato e prezzo d'asta.

Nel corso del primo semestre 2026, a seguito della conferma formale ricevuta da Zarządca Rozliczeń e del completamento degli approfondimenti regolatori sulla normativa applicabile agli impianti di Piotrków e Laszki, è emerso che il saldo debitorio maturato nel primo periodo d'asta, accertato nei relativi esercizi di competenza, risulta esigibile rispettivamente nel 2038 e nel 2039, anziché alla chiusura del primo triennio come precedentemente assunto. Tale circostanza integra le informazioni disponibili alla base della

precedente misurazione della passività e ha comportato un aggiornamento della stima relativa al profilo temporale dei flussi finanziari attesi.

Coerentemente con lo IAS 8, gli effetti derivanti dalla revisione della stima sono stati rilevati prospetticamente nel periodo in cui la nuova informazione è divenuta disponibile. La passività è stata pertanto rideterminata al valore attuale dei flussi finanziari futuri secondo i principi previsti dall'IFRS 9, con conseguente rilevazione nel conto economico dell'effetto positivo derivante dall'estensione della durata del debito. Negli esercizi successivi il valore della passività sarà progressivamente incrementato mediante la rilevazione degli oneri finanziari derivanti dall'applicazione del metodo del costo ammortizzato (*unwinding*).

Incertezze connesse alle tensioni geopolitiche in Medio Oriente

In considerazione delle tensioni geopolitiche registrate all'inizio del 2026 nell'area mediorientale, con particolare riferimento all'escalation del conflitto tra Iran e Stati Uniti e alla conseguente chiusura dello Stretto di Hormuz, il management sta monitorando con attenzione le possibili criticità e gli impatti potenziali sul Gruppo ERG, in particolare con riferimento ai rischi di credito, alla sicurezza e alla business continuity.

Per quanto concerne il rischio di credito, allo stato attuale non risultano esposizioni dirette verso controparti localizzate nelle aree maggiormente colpite dal conflitto; permangono tuttavia profili di rischio indiretto legati al possibile deterioramento del contesto macroeconomico e alla volatilità dei mercati energetici, che potrebbero influenzare la solidità finanziaria di specifici clienti o partner commerciali.

Le attuali tensioni geopolitiche e in particolare le limitazioni prolungate dello Stretto di Hormuz, quale snodo strategico per il traffico globale di petrolio e gas liquefatto, stanno inoltre producendo effetti rilevanti sui mercati finanziari e delle commodities, accentuando dinamiche già in essere negli anni precedenti. In particolare, il quadro dei tassi di interesse e dell'inflazione risultava già significativamente influenzato dagli effetti della ripresa post-pandemica e dal conflitto in Ucraina; l'attuale scenario potrebbe determinare un prolungamento delle pressioni inflazionistiche e/o l'insorgere di nuovi shock, con impatti ulteriori sul costo del capitale e sul livello generale dei prezzi dell'energia e delle materie prime.

In tale contesto, non si possono escludere ulteriori interventi regolatori nel settore energetico, oltre all'emanazione del "Decreto Bollette 2026", convertito in legge (Legge n°49 del 10 aprile) e attualmente al vaglio della Commissione Europea, così come effetti su prezzi e disponibilità di materie prime e prodotti finiti, con possibili ripercussioni sugli investimenti in progetti in corso di realizzazione nel breve-medio termine. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo Aggiornamenti normativi ed istituzionali avvenuti nel semestre della [Relazione Intermedia sulla Gestione](#).

I profili di incertezza derivanti dall'attuale scenario macroeconomico e geopolitico, con particolare riferimento all'evoluzione dei tassi di interesse, alle dinamiche inflazionistiche e al contesto regolatorio, potrebbero infine incidere sulle valutazioni relative alla recuperabilità degli attivi iscritti in bilancio, sia materiali sia immateriali.

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 48 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 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 48 - 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 conversione, 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 e il consolidamento dei bilanci in moneta diversa dall'Euro:

cambio: EUR / valuta estera

Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾
USA	USD - Dollaro americano	1,139
UK	GBP - Sterlina britannica	0,862
Polonia	PLN - Zloty	4,300
Romania	RON - Leu Romeno	5,244
		5,143

(1) Cambio al 30 giugno 2026.

(2) Cambio medio del 1° semestre 2026.

Eliminazione contabile delle passività finanziarie regolate utilizzando un sistema di pagamento elettronico

Dal 1° gennaio 2026 il Gruppo ha adottato gli emendamenti a IFRS 9 e IFRS 7 sulla classificazione e misurazione degli strumenti finanziari. Le previsioni dell'emendamento, che chiariscono la data di rilevazione e di eliminazione contabile delle attività finanziarie e delle passività finanziarie non hanno comportato impatti significativi sul bilancio. Il Gruppo ha scelto di non eliminare contabilmente le passività finanziarie prima della data di regolamento per tutti i sistemi di pagamento.

Il Gruppo rileva una passività finanziaria alla data in cui esso diventa parte delle clausole contrattuali dello strumento. Una passività finanziaria è eliminata contabilmente alla data di regolamento, ossia alla data in cui l'obbligazione è estinta, cancellata oppure scade.

Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura - Modifiche all'IFRS 9 e IFRS 7

L'emendamento *Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura* modifica i principi IFRS 9 e IFRS 7, con l'obiettivo di chiarire il trattamento contabile dei contratti di compravendita di energia elettrica (tipicamente strutturati come Power Purchase Agreement, "PPA") il cui volume sottostante dipende da condizioni naturali non controllabili, quali il vento e l'irraggiamento solare. L'emendamento è efficace per gli esercizi aventi inizio dal 1° gennaio 2026.

Il Gruppo ha adottato l'emendamento a partire dal 1° gennaio 2026, applicandolo secondo il metodo previsto dallo IASB, ossia sulla base dei fatti e delle circostanze esistenti a tale data, senza rideterminazione dei periodi comparativi.

L'emendamento interviene su tre ambiti distinti, di seguito analizzati:

(i) Application guidance sull'own-use – non applicabile al Gruppo: l'application guidance introdotta dall'emendamento (criterio del "net purchaser") è specificamente rivolta alla posizione dell'acquirente di energia in contratti pay-as-produced, per chiarire che le vendite di energia eccedente il fabbisogno dell'acquirente non pregiudicano di per sé la qualificazione "own-use", a condizione che l'entità rimanga complessivamente un acquirente netto nel periodo di riferimento. Il Gruppo, operando quale produttore/venditore, non rientra nell'ambito di applicazione di tale specifica previsione.

(ii) Hedge accounting: l'emendamento consente di designare un volume nominale variabile di transazioni previste quale elemento coperto (*hedged item*) nell'ambito di relazioni di copertura dei flussi di cassa, superando il disallineamento tra la base di stima della producibilità utilizzata ai fini del fair value dello strumento di copertura (tipicamente P50) e quella richiesta ai fini del test di elevata probabilità della transazione coperta. Il Gruppo ha verificato l'applicabilità di tale previsione alle proprie relazioni di copertura in essere sui propri contratti PPA, senza che ne siano derivati impatti sulle relazioni di copertura esistenti alla data di transizione.

(iii) Nuove disclosure: i nuovi obblighi di informativa introdotti in IFRS 7, relativi alla variabilità dei volumi, agli impegni contrattuali non rilevati e ai relativi flussi di cassa attesi, nonché all'effetto dei contratti sulla performance economica del periodo, troveranno applicazione in forma completa a partire dal Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2026.

Variazioni di perimetro di consolidamento intervenute nel periodo

Di seguito vengono riepilogate, suddivise per paese e per business, le variazioni del perimetro di consolidamento, intervenute nel semestre:

UK Wind

In data 20 gennaio 2026 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. 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 CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno energetico di circa 40.000 famiglie.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli impatti legati al consolidamento integrale delle società acquisite nel periodo:

(migliaia di Euro)	England
Autorizzazioni e Concessioni	67.057
Avviamento	15.765
Immobili, impianti e macchinari	57.597
Attività per diritti di utilizzo	12.236
Attività finanziarie valutate al Fair Value	2.926
Attività per imposte differite	1.784
Attività non correnti	157.364
Crediti commerciali	7.645
Altri crediti e attività correnti	849
Attività per imposte correnti	2.573
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(65.919)
Attività correnti	(54.852)
TOTALE ATTIVITA'	102.512
Passività per imposte differite	28.144
Fondo oneri smantellamento	1.794
Passività finanziarie valutate al Fair Value*	5.704
Passività finanziarie non correnti*	52.204
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	209
Passività non correnti	88.056
Debiti commerciali	426
Passività finanziarie correnti*	78
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	12.027
Altre passività correnti	1.926
Passività correnti	14.456
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	102.512

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

(*) 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 45 - Business Combination](#) nella sezione [VIII. Altre Note](#).

Si ricorda inoltre che il perimetro di consolidamento tiene conto della cessione dell'asset svedese concretizzata in data 20 gennaio 2026, già presentato come *Discontinued Operations* ai sensi dell'IFRS 5 nel Bilancio Consolidato Integrato 2025. Per i dettagli sull'attività operativa cessata si rimanda alla sezione [VII. Attività operative cessate](#).

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.

In riferimento all'avvenuta cessione del business svedese in data 20 gennaio 2026, i dati economici comparativi relativi al primo semestre 2025 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nella sezione VII. Attività operative cessate.

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 del 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 (Romania, Polonia e Bulgaria), UK (Regno Unito), 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.

Si precisa che nella **Relazione Intermedia sulla Gestione** al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del business, i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (poste non ricorrenti, riclassifiche e altro): tali risultati sono indicati con la definizione "adjusted".

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 Intermedia sulla Gestione** ed alla **Nota 46 - 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 al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività, come meglio definiti nella **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

Informativa per area geografica

(milioni di Euro) 1° semestre 2026	di cui							
	TOTALE	Italia	UK	Francia	Est Europa	Germania	USA	Spagna
Ricavi	409	218	58	53	39	21	13	7
Margine operativo lordo	288	164	39	30	23	11	19	3
Ammortamenti e svalutazioni	(174)	(99)	(15)	(24)	(9)	(11)	(11)	(5)
Risultato operativo netto	114	65	24	6	13	0	7	(1)
Capitale investito netto	4.135	1.803	640	680	212	272	278	250
Investimenti in attività immobilizzate	87	36	1	18	0	33	0	0

(milioni di Euro) 1° semestre 2025	di cui							
	TOTALE	Italia	UK	Francia	Est Europa	Germania	USA	Spagna
Ricavi	378	213	26	55	37	23	15	9
Margine operativo lordo	269	160	14	31	26	12	24	3
Ammortamenti e svalutazioni	(143)	(66)	(8)	(24)	(9)	(18)	(12)	(6)
Risultato operativo netto	126	94	6	7	16	(6)	11	(3)
Capitale investito netto	4.175	1.864	514	719	228	233	316	301
Investimenti in attività immobilizzate	71	23	26	12	0	8	1	0

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 dal 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 30 giugno 2026:

Paese	Data di inizio / Durata	Controparte	Volume/Anno	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 apr 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 Cireo	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 Baseload / Pay as Produced	Fisico	Fisso	Salemi Castelvetrano	IFRS 15
Italia	agosto 2025 / 5 - 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 Mousquetaires	~35 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Chaume Solar	IFRS 15
UK	gennaio 2022 / 6 anni	Electroroute	~240 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Evisagaran, Craiggore	IFRS 15
UK	gennaio 2023-2024 / 10 anni	Engie UK	~400 GWh Baseload	Fisico	Fisso	Sandy Knowe, Creagg Riahbach	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

1° semestre 2026	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA	Totale
Ricavi di vendita								
Energia al mercato	87.228	12.703	19.556	36.584	20.276	3.447	-	179.793
Tariffa incentivante e certificati	64.331	33.696	1.695	2.427	7.565	-	606	110.320
Power Purchase Agreements	64.506	6.478	-	-	29.439	3.433	12.845	116.700
Totale Ricavi di vendita	216.065	52.877	21.251	39.012	57.279	6.880	13.451	406.814
Ricavi delle prestazioni								
Servizi e altro	1.675	-	-	-	374	-	-	2.049
Totale Ricavi per prestazioni	1.675	-	-	-	374	-	-	2.049
Totale Ricavi	217.740	52.877	21.251	39.012	57.653	6.880	13.451	408.863
di cui Wind	167.379	47.330	21.251	39.012	57.653	-	8.914	341.539
di cui Solar	50.360	5.547	-	-	-	6.880	4.537	67.324

1° semestre 2025	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK	Spagna	USA	Totale
Ricavi di vendita								
Energia al mercato	96.270	12.921	6.827	33.104	1.991	5.581	1.110	157.804
Tariffa incentivante e certificati	64.401	36.622	16.110	3.249	364	-	654	121.400
Power Purchase Agreements	51.381	5.472	-	-	23.525	3.426	13.487	97.289
Totale Ricavi di vendita	212.051	55.014	22.937	36.353	25.880	9.007	15.251	376.493
Ricavi delle prestazioni								
Servizi e altro	649	256	-	256	220	-	-	1.380
Totale Ricavi per prestazioni	649	256	-	256	220	-	-	1.380
Totale Ricavi	212.700	55.270	22.937	36.609	26.100	9.007	15.251	377.873
di cui Wind	160.432	48.600	22.937	36.609	26.100	-	10.976	305.653
di cui Solar	52.268	6.671	-	-	-	9.007	4.275	72.220

I ricavi risultano essere in aumento rispetto al primo semestre 2025 principalmente per effetto delle maggiori produzioni rispetto a quelle particolarmente inferiori alle medie storiche in Europa nell'analogo periodo del 2025 oltre che del pieno contributo della capacità installata entrata in esercizio tra il 2025 e il 2026.

I ricavi di vendita "Energia al mercato" includono l'impatto netto negativo pari a 3 milioni di Euro (4 milioni di Euro positivo nel primo semestre 2025) 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 6 milioni di Euro (4 milioni di Euro nel primo semestre 2025) dei *fair value* di VPPA e altri contratti a prezzo fisso iscritti nell'ambito di business combination.

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

La tempistica di incasso dei crediti correlati ai ricavi dipende dalla tipologia di ricavo. I crediti per energia venduta al mercato presentano tempistiche medie di realizzo inferiori ai tre mesi in tutti i paesi in cui il Gruppo opera.

NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Proventi connessi ai PTC USA	10.328	13.616	(3.288)
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	5.525	2.679	2.846
Indennizzi	3.481	1.961	1.520
Recuperi di spese	478	107	371
Altri proventi	269	2.817	(2.548)
TOTALE	20.080	21.179	(1.099)

La voce comprende principalmente i proventi da PTC nell'ambito della partnership americana per 10 milioni di Euro, indennizzi contrattuali e garanzie ricevuti da fornitori e da compagnie assicurative per 5,5 milioni di Euro e recuperi spese per 0,5 milioni di Euro. Alla voce **Rilascio stanziamenti costi eccedenti** sono presenti per 3,7 milioni di Euro relativi al recupero di un credito precedentemente svalutato, a seguito della sottoscrizione di un accordo stragiudiziale che ne ha reso possibile il recupero parziale.

NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 4.292 migliaia di Euro (4.387 migliaia di Euro nel primo semestre 2025) 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, oltre che costi per acquisto energia. La voce è esposta al netto della variazione delle rimanenze pari a 950 migliaia di Euro (1.110 migliaia di Euro nel primo semestre 2025). 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 2.447 migliaia di Euro (4.800 migliaia di Euro nel primo semestre 2025).

NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Costi per servizi	78.544	72.495	6.049
Affitti passivi, canoni e noleggi	10.007	8.859	1.149
Altri costi di gestione	6.855	2.599	4.256
Imposte e tasse	10.091	8.256	1.835
Accantonamenti per rischi ed oneri	540	1.486	(946)
Svalutazioni dei crediti commerciali e altri crediti	-	244	(244)
Totale	106.038	93.938	12.100

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.

Gli **Altri costi di gestione** contengono principalmente sopravvenienze passive e altri oneri diversi di gestione. La variazione riflette sopravvenuti oneri per circa 4 milioni di Euro derivanti da una sentenza relativa a un contenzioso pregresso afferente a una partecipazione ceduta in esercizi precedenti.

Le **Imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali, di natura patrimoniale e per uso infrastrutturale 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)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	32.857	32.102	755
Servizi generali e di Information Technology (IT)	14.467	10.406	4.061
Costi commerciali, di distribuzione e connessioni di rete	7.779	4.817	2.963
Consulenze	6.012	6.462	(450)
Utenze e somministrazioni	4.863	5.401	(538)
Assicurazioni	3.904	3.936	(33)
Emolumenti Amministratori (Italia)	3.784	3.850	(66)
Servizi per il personale	2.675	2.929	(254)
Noleggi con operatore	871	1.060	(189)
Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità (HSEQ)	429	619	(190)
Prestazioni da gestore di rete (Italia)	536	517	19
Emolumenti Sindaci (Italia)	185	172	13
Pubblicità e promozioni	183	224	(41)
Totale	78.544	72.495	6.049

- 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, servizi di vigilanza e pulizia e altre spese generali.
- 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 - COSTI DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Salari e stipendi	22.212	23.374	(1.162)
Oneri sociali	6.231	5.842	389
Trattamento di fine rapporto	1.173	948	225
Altri costi del personale	1.023	1.076	(54)
Totale	30.639	31.241	(602)

Al 30 giugno 2026 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 676 unità (669 al 30 giugno 2025).

Il costo per il trattamento di fine rapporto è relativo principalmente alla porzione di beneficio relativo ai Piani di contribuzione definita. Il costo include anche i contributi versati a piani a contribuzione definita a favore dei dirigenti con responsabilità strategiche, per il dettaglio dei quali si rimanda alla [Nota 47 - Parti Correlate](#).

Si segnala che nel corso del periodo sono stati riclassificati alla voce "Immobili, impianti e macchinari" costi del personale per complessivi 1.805 migliaia di Euro (1.202 migliaia di Euro nel primo semestre 2025), relativi a costi accessori sostenuti per progetti di sviluppo Greenfield e Repowering in Italia, Francia e Germania e relativi alla sostituzione di componenti di ricambio significative di alcuni parchi eolici. Inoltre, alla voce "Altre attività immateriali" è stato riclassificato un importo pari a 740 migliaia di Euro (zero nel primo semestre 2025), riferito a costi accessori su progetti *Information and Communication Technology* che presentano caratteristiche idonee alla capitalizzazione.

Operazioni con pagamento basato su azioni

Si precisa che in data 23 aprile 2024 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo. Il Piano prevede l'attribuzione di un numero predefinito di Azioni di ERG S.p.A., a titolo gratuito, al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica (condizione non di mercato). Il parametro di performance approvato dal Consiglio di Amministrazione ha come riferimento l'EBITDA di Gruppo cumulato 2024-2026 di Piano Industriale. Il Regolamento prevede che tale condizione operativa possa essere modificata alla luce di variazioni di perimetro o altri eventi rilevanti.

Al termine del periodo di vesting, il 30% delle Azioni attribuite sarà soggetto ad un ulteriore periodo di lock up pari a dodici mesi, che si concluderà nel 2028, nel corso del quale tali azioni sono soggette ad un vincolo di non trasferibilità.

Le azioni assegnate rappresentano i diritti condizionati oggetto del Piano, gratuiti e non trasferibili inter vivos, ciascuno dei quali attributivo del diritto ai Beneficiari all'attribuzione a titolo gratuito di n. 1 (una) azione nei termini e alle condizioni previste dal Regolamento.

Il Piano prevede che le Azioni Assegnate matureranno – così divenendo Azioni Attribuite – solo subordinatamente al verificarsi della Condizione Minima di Performance Economica accertata dal Consiglio di Amministrazione in sede di approvazione del bilancio della Società del 31 dicembre 2026.

Al conseguimento della Condizione Minima di Performance Economica il numero delle Azioni attribuibili sarà in funzione dei risultati conseguiti rispetto agli obiettivi: 60% Titolo ERG, 20% Crescita e 20% Sostenibilità. La strategia di incentivazione di ogni obiettivo è così sintetizzabile:

Obiettivo Titolo ERG: le azioni attribuibili possono variare per interpolazione da un minimo del 60% fino ad un valore massimo pari al 220% delle azioni assegnate in ragione della quotazione finale, ossia la quotazione del titolo ERG calcolato come media del prezzo ufficiale di borsa nel periodo tra il 16 novembre 2026 e il 15 febbraio 2027.

Obiettivo Sostenibilità: le azioni attribuibili possono variare da un minimo dello 0% fino ad un valore massimo pari al 40% delle azioni assegnate secondo il seguente schema: 0% (performance sottosoglia), 10% (performance soglia), 20% (performance target), 40% (performance cap). Per scenari intermedi tra la performance soglia e la performance target, e tra la performance target e la performance cap il numero di Azioni attribuibili viene determinato sulla base di interpolazione lineare.

Obiettivo di crescita: le azioni attribuibili possono variare da un minimo dello 0% fino ad un valore massimo pari al 40% delle azioni assegnate secondo il seguente schema: 0% (performance sottosoglia), 10% (performance soglia), 20% (performance target), 40% (performance cap). Per scenari intermedi tra la performance soglia e la performance target, e tra la performance target e la performance cap il numero di Azioni attribuibili viene determinato sulla base di interpolazione lineare.

Nell'ambito del documento informativo approvato dall'assemblea degli azionisti, il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 15 maggio 2024 ha definito il regolamento del Piano e determinato gli obiettivi del Piano nei diversi scenari di performance.

La stima del Fair Value, la quale prescinde dalle condizioni di attivazione non di mercato (raggiungimento dell'EBITDA Target, Obiettivo di Crescita e Obiettivo di Sostenibilità) come definito dal principio contabile IFRS 2, è stata condotta mediante l'applicazione del metodo Monte Carlo, individuando quindi un range di valori e prendendone in considerazione il valore medio.

L'esercizio valutativo è stato condotto formulando le seguenti ipotesi:

- Volatilità (21%): mediana della volatilità storica a 180 giorni del panel di comparabili del titolo ERG;
- Dividend Yield: stimato sulla base dei dividendi previsti da piano per ciascun esercizio nel triennio 2024-2026, pari a 1 Euro per azione, e rapportato al prezzo del sottostante;
- Distribuzione degli obiettivi di crescita e sostenibilità sono stati adeguatamente modellizzati da una distribuzione lognormale;
- Time to maturity: coerentemente con le previsioni del regolamento dello strumento finanziario, è stato ipotizzato che lo strumento derivato abbia durata di tre anni.

In applicazione di quanto sopra è stato individuato il fair value complessivo del piano di incentivazione pari a circa 13,1 milioni di Euro, valore ritenuto congruo anche alla luce delle sensitivity effettuate sui principali input del modello di valutazione. Tale importo si riferisce per il 42% ad Amministratori e per la restante parte a dipendenti del Gruppo.

Il costo di competenza del periodo è stato contabilizzato alla voce “Salari e stipendi” al 30 giugno 2026 sulla base del fair value determinato all’inception e del numero di strumenti rappresentativi stimati in base alla misura in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento dei previsti obiettivi sono previste soddisfatte.

Circolante e altre attività e passività

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2026	31/12/2025	Variazione
Crediti commerciali	6	132.533	135.345	(2.812)
Rimanenze	7	25.963	24.985	978
Debiti commerciali	8	(84.797)	(77.015)	(7.782)
Capitale Circolante Operativo		73.699	83.314	(9.615)
Altri crediti e attività correnti	9	113.259	96.794	16.465
Altre attività non correnti	10	66.728	62.525	4.203
Altre passività correnti	11	(63.071)	(62.249)	(822)
Altre passività non correnti	13	(87.796)	(82.621)	(5.175)
Passività Tax Partner USA	12	(118.532)	(119.785)	1.253
Crediti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	32	17.096	18.923	(1.827)
Debiti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	36	(137.052)	(107.517)	(29.535)
Benefici ai dipendenti	14	(2.477)	(2.521)	44
Altre attività (passività)		(211.844)	(196.452)	(15.392)

NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Variazione
Crediti verso clienti	78.084	83.674	(5.590)
Crediti per incentivi	56.369	53.638	2.731
Fondo svalutazione crediti	(1.920)	(1.967)	47
Totale	132.533	135.345	(2.812)

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi (inclusi incentivi, tariffa incentivante, certificati verdi e Conto Energia). La variazione dei Crediti verso clienti è spiegata soprattutto dalla diminuzione stagionale delle produzioni della fine del semestre in esame rispetto al secondo semestre 2025, in parte compensata dai crediti per incentivi del nuovo perimetro acquisito nel Regno Unito.

NOTA 7 - RIMANENZE

Le **Rimanenze**, pari a 25.963 migliaia di Euro (24.985 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

I **Debiti commerciali**, pari a 84.797 migliaia di Euro (77.015 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025), includono principalmente i debiti per costi di manutenzione e altri servizi da terzi per i parchi in esercizio (circa 56 milioni di Euro), per investimenti legati ai parchi in costruzione (circa 15 milioni di Euro) e per acquisti di energia elettrica per attività di ottimizzazione delle produzioni (7 milioni di Euro). La variazione riguarda principalmente gli acquisti relativi ai parchi in costruzione dovuta agli investimenti sensibilmente maggiori del periodo, oltre che dalla dinamica temporale dei pagamenti.

NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Variazione
Quote di oneri differiti	38.874	27.840	11.034
Crediti tributari	65.097	59.815	5.283
Crediti diversi	9.287	9.139	148
Totale	113.258	96.794	16.465

Le **Quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 17 milioni di Euro e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo per circa 22 milioni di Euro.

I **Crediti tributari** sono relativi a posizioni creditorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri crediti tributari. 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 66.728 migliaia di Euro (62.525 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) 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 27 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**;
- ad altri crediti per un totale di 13 milioni di Euro relativi a versamenti di imposte effettuati a titolo provvisorio in pendenza di giudizio. In particolare, 4,5 milioni di Euro sono riferiti a un versamento effettuato nel 2018 dalla Società ERG S.p.A. nei confronti dell'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio in relazione al contenzioso relativo all'avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro sulla cessione del ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo di seguito.

Avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro cessione ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio 2016 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato ad ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro. Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno 2016 ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Sostanzialmente, l'Agenzia ha preteso di rettificare l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto ed ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni di Euro (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni di Euro), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni di Euro, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore. L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni di Euro, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni di Euro dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni di Euro, determinato con relazione asseverata di stima da parte di un perito terzo nominato da ISAB Energy. Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni di Euro irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi. Si evidenzia che il valore della lite, considerati gli interessi maturati e maturandi al 31 dicembre 2024 è pari a circa 87 milioni di Euro. Come già accennato, si evidenzia che l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato. L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti ed i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni di Euro, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto nella relazione asseverata di stima peraltro già a mani dell'Agenzia). Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa sia giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni di Euro). In data 10 agosto 2016 la

Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione. In data 15 novembre 2016 si è tenuta l'udienza del merito presso la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa. Il 16 maggio 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha annullato l'atto impugnato, ma ha rideterminato il valore dell'azienda ceduta ai fini dell'imposta di registro in circa 71 milioni di Euro (contro i circa 25 milioni di Euro dichiarati ai fini dell'imposta di registro). Lo studio di consulenza fiscale che segue il contenzioso ha confermato l'infondatezza della pretesa impositiva come riformulata dalla CTP di Siracusa e la conseguente sussistenza di ragionevoli aspettative di una sua radicale confutazione nei superiori gradi di giudizio. In data 17 luglio 2017 ERG S.p.A. ha presentato appello alla Commissione Tributaria Regionale competente, richiedendo la sospensione degli effetti della sentenza di primo grado. In data 9 settembre 2017 la Commissione Tributaria Regionale ha rigettato l'istanza di sospensione di cui sopra. In data 13 ottobre 2017 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa, ha notificato specifico avviso di liquidazione liquidando una maggiore imposta di registro per 5,1 milioni di Euro, sanzioni per 5,1 milioni di Euro ed interessi al 10 ottobre 2017 per 0,6 milioni di Euro. Avverso il citato avviso di liquidazione è stato proposto ricorso e contestuale istanza di sospensione giudiziale della riscossione. In data 23 novembre 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione e fissato l'udienza di merito per il 15 gennaio 2018. In tale data si è svolta l'udienza di merito ed in data 24 gennaio 2018 la Commissione Tributaria Regionale (sezione distaccata) di Siracusa ha disposto con ordinanza la nomina a c.t.u. del dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania. In data 7 marzo 2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha riliquidato in circa 2 milioni di Euro l'imposta dovuta con l'irrogazione di sanzioni ed interessi per complessivi circa 4,5 milioni di Euro. Alla sentenza ha fatto seguito la remissione di un nuovo avviso di liquidazione dall'Agenzia delle Entrate. In data 11 maggio 2018 la Società ha proposto appello contro la menzionata sentenza, proponendo altresì istanza di sospensione giudiziale della riscossione. Il Presidente della Commissione Tributaria Regionale di Siracusa ha fissato l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione per il 17 luglio 2018; posto che il termine entro cui effettuare il versamento degli importi richiesti con il predetto avviso di liquidazione risultava essere il 15 giugno 2018 (quindi antecedente l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione), ERG S.p.A. si è vista costretta ad effettuare il versamento di circa 4,5 milioni di Euro (riscossione provvisoria in corso di giudizio). Tale importo avrebbe dovuto essere rimborsato dall'Agenzia delle Entrate nel caso di soccombenza della stessa nel giudizio di merito ed è stato iscritto fra i crediti vantati dalla Società nei confronti dell'Erario. In data 6 maggio 2019 il c.t.u. dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania ha trasmesso alle parti la bozza di relazione di stima in cui è stato rappresentato un valore negativo dell'azienda ceduta, quindi un valore inferiore a quello dichiarato dalla Società. In data 12 giugno 2019 il c.t.u. ha depositato la propria relazione di stima presso la Commissione Tributaria Regionale di Siracusa, rispondendo altresì puntualmente alle osservazioni presentate

dall'Agenzia delle Entrate. Il giorno 10 febbraio 2020 ha avuto luogo la discussione dell'appello davanti la CTR di Siracusa. In data 29 luglio 2020 è stata depositata la sentenza della CTR di Siracusa che – disattendendo le risultanze della stima effettuata dal c.t.u. – ha accolto gli appelli proposti dall'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Siracusa contro la sentenza di primo grado della Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa e determinato il valore venale dell'azienda in:

- valore patrimoniale di 367 milioni di Euro (valore determinato dal c.t.u.)
- +
- valore dell'avviamento commerciale da determinarsi in base alla percentuale di redditività (rapporto tra reddito d'impresa e ricavi) applicata alla media dei ricavi del triennio precedente alla cessione dell'azienda, moltiplicata per due (ai sensi dell'abrogato art. 2, quarto comma, DPR n. 460/96).

A seguito dell'analisi svolta congiuntamente ai consulenti fiscali incaricati della difesa, sussistendo evidenti profili di illegittimità, in data 7 ottobre 2020 è stato proposto ricorso in Corte di Cassazione avverso la sentenza della CTR di Siracusa.

In data 29 settembre 2024 si è tenuta l'udienza e in data **17 gennaio 2025** è stata pubblicata la sentenza della Corte di Cassazione che afferma il seguente principio di diritto *“la valutazione dell'avviamento aziendale, ai fini della determinazione della base imponibile dell'imposta di registro, va eseguita anche accertando, nel caso, il suo valore negativo ed in tale ipotesi non può ricevere applicazione il criterio di cui all'art. 2, comma 4, d.lgs. n. 460/1996, siccome basato su ordinari studi di settore o su di una positiva redditività media dell'attività desunta da esercizi pregressi, come tale incapace, anche nella ridotta moltiplicazione ivi prevista, di restituire un attendibile valore di mercato dell'azienda nell'ipotesi di accertato avviamento negativo al momento del trasferimento”*. La sentenza accoglie il ricorso presentato dalla Società,

cassa la sentenza impugnata in relazione alle modalità di determinazione del valore dell'avviamento operata dai giudici di secondo grado, e rinvia alla Corte di giustizia tributaria di II grado della Sicilia – sezione distaccata di Siracusa – in diversa composizione, per l'accertamento e la determinazione, in base al principio enunciato, del valore dell'accertato avviamento negativo e, di conseguenza, del valore venale dell'azienda all'epoca del rogito (pari al valore patrimoniale dell'azienda cui sottrarre il valore dell'avviamento negativo).

In data 26 marzo 2026 l'Agenzia delle Entrate ha presentato alla CGT di secondo grado della Sicilia istanza di sospensione dell'esecutività della sentenza, istanza che è stata accolta con ordinanza del 21 maggio 2026. Considerata la Sentenza della Corte di Cassazione è confermata la qualificazione di **“rischio remoto”**. In data 14 dicembre 2020 la CTR ha disposto la sospensione della riscossione previo deposito entro 60 gg di polizza fideiussoria a favore dell'Agenzia delle Entrate per un montante di 73 milioni di Euro. La polizza è stata depositata all'Agenzia delle Entrate in data 9 febbraio 2021. A seguito della pubblicazione della sentenza della Corte di Cassazione, che ha cassato la sentenza di secondo grado della CTR di Siracusa, è cessata l'efficacia della polizza fideiussoria prestata (per un montante di 73 milioni di Euro) a favore dell'Agenzia delle Entrate. La Società chiederà la riassunzione presso la Corte di giustizia tributaria di II grado della Sicilia – sezione distaccata di Siracusa – del giudizio tributario contro l'avviso di accertamento originariamente emesso; in tale sede sarà richiesta una nuova sospensione dell'esecutività dell'atto. Coerentemente con la qualificazione del rischio come remoto, gli Amministratori confermano l'iscrizione (ed il relativo valore) del credito vantato dalla Società nei confronti dell'Erario (circa 4,5 milioni di Euro corrisposti all'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio) e non hanno proceduto allo stanziamento di alcun fondo rischi.

NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Variazione
Debiti verso erario	26.680	29.233	(2.554)
Royalties e altre passività correnti minori	16.831	14.165	2.666
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	7.570	3.851	3.720
Debiti verso il personale	5.144	7.017	(1.873)
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.087	4.859	(772)
Quota corrente fair value iscritti nell'ambito di business combination	2.759	3.124	(365)
Totale	63.071	62.249	822

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**.

NOTA 12 - PASSIVITÀ TAX PARTNER USA

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 2025.

(migliaia di Euro)	Note	Passività TEP
SALDO alla data di acquisizione 01/01/2026		119.785
Decremento per Production Tax Credit trasferiti	2	(10.328)
Decremento per perdite fiscali trasferite	41	(1.149)
Incremento per oneri finanziari	37	3.623
Incremento per attribuzioni “pay-go”		4.581
Decremento per altre distribuzioni di cassa al Partner		(1.794)
Differenze cambio		3.814
SALDO AL 30/06/2026		118.532

NOTA 13 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Variazione
<i>Fair value</i> iscritti nell'ambito di <i>business combination</i>	30.502	31.391	(889)
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	23.469	21.113	2.356
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594	-
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821	-
Altre poste minori	5.410	1.702	3.708
Totale	87.796	82.621	5.175

Le *Quote di proventi differiti nei periodi successivi* raccolgono, tra gli altri, dei risconti passivi per 10,5 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 Corlacky in costruzione in Irlanda del Nord, dovuta alla necessità di allineare il *fair value* al momento della sottoscrizione a zero. La componente residua del *fair value* dello strumento è iscritta alla voce Passività finanziarie valutate al fair value per la quale si rimanda alla *Nota 36 - Passività finanziarie valutate al fair value*.

NOTA 14 - BENEFICI AI DIPENDENTI

Le passività per benefici ai dipendenti, pari a 2.477 migliaia di Euro (2.521 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025), raccolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti nell'atto della cessazione del rapporto di lavoro. Non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nel Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2025. In particolare, in virtù dell'assenza di variazioni significative nel corso del primo semestre 2026 dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

III. ATTIVITA' DI INVESTIMENTO

NOTA 15 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

(migliaia di Euro)	Autorizzazioni e Concessioni
Costo storico	1.622.170
Ammortamenti e svalutazioni	(674.010)
SALDO AL 31/12/2025	948.160
Movimenti del periodo:	
Variazione area di consolidamento	67.057
Ammortamento	(38.996)
Differenze di cambio	5.552
Costo storico	1.695.325
Ammortamenti e svalutazioni	(713.551)
SALDO AL 30/06/2026	981.774

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'incremento derivante dall'aggregazione aziendale "England", avvenuta nel corso del primo semestre 2026. Per maggiori dettagli si rimanda alla *Nota 45 - Business Combination*.

NOTA 16 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	67.806	6.543	74.350
Ammortamenti e svalutazioni	(53.903)	-	(53.903)
SALDO AL 31/12/2025	13.903	6.543	20.447
Movimenti del periodo:			
Investimenti	25	2.004	2.029
Riclassifiche	1.176	(1.176)	-
Alienazioni e dismissioni	(84)	-	(84)
Ammortamento	(1.944)	-	(1.944)
Altre variazioni	3	4	7
Costo storico	68.981	7.375	76.356
Ammortamenti e svalutazioni	(55.901)	-	(55.901)
SALDO AL 30/06/2026	13.080	7.375	20.455

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 periodo, come le principali variazioni del periodo, fanno riferimento a software principalmente in ERG S.p.A. ed ERG Power Generation S.p.A.

NOTA 17 - AVVIAMENTO

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

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	USA	Regno Unito	Totale
SALDO AL 31/12/2025	278.093	98.108	32.391	30.342	2.956	441.891
Movimenti del periodo:						
Business combination "England"	-	-	-	-	15.765	15.765
Svalutazioni	(4.406)	-	-	-	-	(4.406)
Differenze di cambio	-	-	-	1.122	207	1.329
Saldo al 30/06/2026	273.687	98.108	32.391	31.464	18.928	454.580
di cui Wind	194.140	82.641	32.391	31.464	18.928	359.565
di cui Solar	79.547	15.467	-	-	-	95.014

La voce al 30 giugno 2026 risulta essere pari a 455 milioni di Euro (442 milioni di Euro al 31 dicembre 2025).

Le **Svalutazioni** includono rettifiche al valore contabile dell'Avviamento relativo agli asset solari in Italia in seguito alla decisione di investimento assunta dal Consiglio di Amministrazione del mese di maggio 2026 di progetti di Revamping. Tale formalizzazione ha comportato anche, come dettagliato nelle Note seguenti, svalutazioni dei relativi impianti e macchinari.

In occasione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti. Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 22 - Impairment Test**.

NOTA 18 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	121.797	5.441.507	38.757	103.588	5.705.648
Ammortamenti e svalutazioni	(58.553)	(2.718.396)	(28.034)	-	(2.804.983)
SALDO AL 31/12/2025	63.244	2.723.112	10.722	103.588	2.900.665
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	57.597	-	-	57.597
Investimenti	576	7.710	374	76.513	85.172
Riclassifiche	84	10.296	(131)	(10.248)	-
Alienazioni e dismissioni	-	(2.176)	-	-	(2.176)
Ammortamenti	(1.924)	(90.184)	(1.113)	-	(93.221)
Ripristini/(Svalutazioni)	-	(28.376)	(231)	-	(28.607)
Altre variazioni	(54)	13.568	4	13	13.531
Costo storico	123.268	5.538.510	39.226	169.865	5.870.869
Ammortamenti e svalutazioni	(61.343)	(2.846.965)	(29.600)	-	(2.937.908)
SALDO AL 30/06/2026	61.925	2.691.545	9.626	169.865	2.932.961

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.

La **Variazione dell'area di consolidamento** si riferisce principalmente alla già commentata operazione di aggregazione aziendale avvenuta nel periodo e agli investimenti effettuati nel periodo. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 45 - Business Combination**.

Gli **Investimenti** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo organico per circa 85 milioni di Euro, correlati all'avanzamento delle attività di repowering su parchi eolici in Italia, in Francia e Germania e alla costruzione di impianti greenfield in Germania.

La voce **Riclassifiche** include riclassifiche tra classi di cespiti differenti, relativamente al completamento di parchi eolici in costruzione.

Le **Svalutazioni** accolgono le rettifiche al valore netto contabile operate principalmente a seguito della decisione dell'investimento nelle attività di Revamping in Italia sopra commentata.

La voce **Altre variazioni** si riferisce quasi interamente alla variazione netta positiva dell'effetto dei cambi avvenuta nel periodo.

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

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
Costo storico	259.243	1.086	198	9.118	269.644
Ammortamenti e svalutazioni	(56.370)	(279)	(152)	(7.510)	(64.312)
SALDO AL 31/12/2025	202.872	807	46	1.608	205.332
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	525	-	-	2.061	2.586
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	12.236	-	-	-	12.236
Eliminazione di attività per il diritto d'utilizzo	(171)	-	-	(7)	(178)
Ammortamento del periodo	(5.781)	(49)	(10)	(741)	(6.580)
Differenze di cambio	1.033	-	-	-	1.033
Costo storico	283.253	1.086	198	12.523	297.060
Ammortamenti e svalutazioni	(72.541)	(327)	(162)	(9.601)	(82.632)
SALDO AL 30/06/2026	210.712	758	36	2.922	214.428

L'incremento del periodo della voce [Terreni e fabbricati](#) è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi eolici oggetto di acquisizione nel periodo.

La voce [Altre variazioni](#) accoglie la variazione del valore dei terreni negli Stati Uniti e in UK dovuti alle dinamiche dei tassi di cambio nel periodo.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla [Nota 45 - Business Combination](#).

NOTA 20 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2026	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2025
Fondo oneri smantellamento	93.833	1.978	(1.908)	1.794	91.968
Totale	93.833	1.978	(1.908)	1.794	91.968

La movimentazione del periodo è principalmente legata alle nuove iscrizioni di fondi nell'ambito delle attività di costruzione e agli utilizzi legati alle attività di Revamping e Repowering. La [Variazione area di consolidamento](#) si riferisce alla già citata acquisizione avvenuta nel periodo.

NOTA 21 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	38.996	37.477	1.518
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	1.944	1.729	214
Totale	40.939	39.206	1.733
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari	93.221	89.955	3.267
Ammortamenti Attività per diritti di utilizzo	6.580	6.191	389
Totale	99.802	96.146	3.656
Svalutazioni (Ripristini) di Immobilizzazioni Immateriali	4.385	459	3.926
Svalutazioni (Ripristini) di Immobili, Impianti e Macchinari e Attività per diritti di utilizzo	28.608	7.623	20.985
Totale	32.993	8.082	24.911

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 a partire dal secondo semestre 2025 (8 milioni di Euro), in parte compensato dal raggiunto termine della vita utile di alcuni componenti dei parchi eolici, dall'effetto delle svalutazioni effettuate nel periodo precedente e dal fermo programmato di alcuni impianti oggetto di repowering e revamping. Le voci relative alle Svalutazioni nel primo semestre 2026 includono le rettifiche al valore netto residuo degli impianti e macchinari e, quando applicabile, del valore dell'avviamento di parchi esistenti nei quali il Gruppo ha formalizzato la decisione di intraprendere i progetti di Revamping in Italia (33 milioni di Euro).

NOTA 22 - IMPAIRMENT TEST

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste un'indicazione di ciò, è necessario stimare il valore recuperabile dell'attività. Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36.

A tale fine si è proceduto a considerare quello che lo IAS 36 definisce fonti interne ed esterne di informazione, tra le quali:

- Fonti interne:
 - evidenze di obsolescenza fisica;
 - significativi cambiamenti interni con effetti negativi occorsi nel periodo o attesi nel futuro prossimo;
 - evidenze da report interni che la performance è o sarà inferiore alle attese di Budget.
- Fonti esterne:
 - significativa riduzione di valore degli asset;
 - penalizzazione tecnologiche, di mercato, economiche e normative;
 - incremento del tasso di attualizzazione;
 - book value dei net assets superiore alla capitalizzazione di mercato.

Qualora emergano fattori esterni che possano far ritenere che il fair value di un'attività possa essere inferiore al valore contabile della stessa, nonostante l'ultimo Valore d'Uso effettuato riporti un valore superiore al valore contabile di detta attività, la società ripete l'esercizio del Valore d'uso tramite DCF per avere conferma che non sia emersa durante il tempo trascorso l'esigenza di contabilizzare una perdita durevole di valore.

Al fine di verificare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di cui sopra, si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati, alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno, oltre che all'evoluzione attesa dello scenario prezzi e al valore del tasso di sconto alla data di chiusura del semestre.

Le analisi svolte evidenziano che, nel semestre in esame, i prezzi dell'energia elettrica registrati nei principali mercati europei si sono attestati, nel complesso, su livelli generalmente coerenti o superiori rispetto alle assunzioni considerate nelle precedenti valutazioni, pur in presenza di differenze tra le diverse geografie e in un contesto caratterizzato da elevata volatilità. Tale volatilità risente anche delle persistenti tensioni geopolitiche, in particolare nel quadrante medio-orientale, che hanno contribuito a sostenere i livelli di prezzo osservati.

Con riferimento alle curve forward, si rileva che le quotazioni relative ai primi due anni, generalmente considerate l'orizzonte di osservazione più attendibile, risultano complessivamente superiori rispetto ai livelli osservati nella seconda parte del 2025 e coerenti o migliorative rispetto alle assunzioni incorporate nelle valutazioni al 31 dicembre 2025, evidenziando un rafforzamento nella maggior parte dei mercati europei.

Con riferimento alla produzione da fonte eolica, il semestre ha evidenziato livelli inferiori rispetto alle previsioni di budget (-14%), principalmente riconducibili a condizioni anemologiche meno favorevoli rispetto alle ipotesi di budget, nonché all'effetto di fenomeni di *curtailment* che hanno interessato alcune aree del portafoglio. Tali evidenze si inseriscono in un contesto che continua a essere caratterizzato da una disponibilità della risorsa eolica inferiore alle medie storiche di lungo periodo, fenomeno che, pur manifestandosi ormai da più esercizi, presenta caratteristiche di variabilità e non di discontinuità strutturale.

Il Management continua a monitorare con continuità e attenzione l'evoluzione di tali dinamiche, sia di mercato sia operative, valutandone gli impatti economico-finanziari e la possibile rilevanza ai fini delle analisi di recuperabilità.

Allo stato attuale, tali fenomeni sono stati considerati riconducibili a fattori di variabilità climatica, che pur essendosi manifestata in più esercizi consecutivi non presenta, sulla base delle analisi svolte, elementi tali da configurare un cambiamento permanente della disponibilità della risorsa, pertanto, gli stessi non sono ritenuti idonei a influenzare in modo significativo le assunzioni di medio-lungo periodo sottostanti alle valutazioni effettuate dal Gruppo.

Per quanto riguarda l'evoluzione dei principali parametri finanziari, inclusi i tassi di attualizzazione (WACC), si evidenzia un miglioramento rispetto ai livelli rilevati a fine esercizio 2025, contribuendo a corroborare la complessiva stabilità del quadro valutativo adottato.

Alla data di approvazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato, sulla base delle analisi effettuate e descritte sinteticamente nei paragrafi precedenti, non sono emersi né indicatori tali da richiedere l'aggiornamento delle principali assunzioni utilizzate nelle valutazioni di recuperabilità effettuate al 31 dicembre 2025 né elementi che possano ragionevolmente far ritenere non recuperabili i valori contabili delle attività del Gruppo. Conseguentemente, non si è ritenuto necessario procedere all'esecuzione di nuove analisi di impairment al 30 giugno 2026.

Si precisa infine che la capitalizzazione del Gruppo alla data del 30 giugno 2026 risultava pari a 3,6 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto (1,9 miliardi di Euro) alla medesima data.

Gli amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre gli eventuali impatti conseguenti alla condizione di volatilità ed incertezza che caratterizzano il quadro geopolitico, macroeconomico ed energetico di riferimento nonché le condizioni di ventosità e irraggiamento, ed in particolare valuteranno se l'eventuale perdurare di tali condizioni potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore in sede di impairment test a fine anno.

Alla luce di quanto sopra, si confermano le conclusioni riportate nel Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2025.

NOTA 23 - PARTECIPAZIONI

(migliaia di Euro)

Partecipazioni:

- in imprese controllate non consolidate integralmente
- in imprese collegate
- in altre imprese

TOTALE

Valutate al patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
-	393	393
311	-	311
-	465	465
311	858	1.169

(migliaia di Euro)

31/12/2025

Movimenti del periodo:

Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi

Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite

Valutaz. Società metodo del patrimonio netto

30/06/2026

Partecipazioni			
Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese collegate	Altre imprese	Totale
407	390	465	1.262
66	-	-	66
(80)	-	-	(80)
-	(79)	-	(79)
393	311	465	1.169

(*) La voce comprende le società non operative.

Per un maggior dettaglio delle movimentazioni intervenute nel periodo, si rimanda a quanto illustrato in [Nota 48 - Elenco Società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

NOTA 24 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

Gli **Oneri da partecipazioni netti** si riferiscono principalmente a una società valutata al patrimonio netto che porta a un adeguamento negativo del valore di 79 migliaia di Euro e alla svalutazione di un'altra società non consolidata per 80 migliaia di euro.

NOTA 25 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)

Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92

Depositi cauzionali e altre attività finanziarie

Totale

30/06/2026	31/12/2025	Variazione
24.240	24.240	-
26.539	26.130	410
50.779	50.369	410

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 dinanzi 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 e il giudizio dinnanzi alla Corte d'Appello di Napoli si è concluso in data 10 luglio 2026 con una sentenza di assoluzione con formula piena (perché gli illeciti amministrativi ex d.lgs. 231/2001 contestati non sussistono) in favore di tutte le società del gruppo ERG coinvolte nel procedimento penale.

Con l'assoluzione sono state annullate tutte le sanzioni pecuniarie e interdittive disposte in primo grado. Le motivazioni della decisione saranno rese note dalla Corte d'Appello di Napoli nel termine di 90 giorni dal 10 luglio 2026, dopo di che si aprirà il termine per la proposizione del ricorso in Corte di Cassazione.

Laddove, come si auspica, la sentenza di appello passasse in giudicato, oltre a porre fine al contenzioso penale, essa sarà realisticamente tenuta in debita considerazione anche dal Consiglio di Stato nella decisione sui ricorsi straordinari proposti dalle società destinatarie dei decreti di revoca degli incentivi emessi dal Ministero dello Sviluppo Economico nei mesi di marzo e aprile 2014, decisione che il Consiglio di Stato aveva sospeso proprio in attesa della definizione del procedimento dinnanzi alla Corte di Appello di Napoli.

Restano parimenti sospesi i giudizi pendenti dinnanzi al Tribunale di Genova per l'opposizione all'esecuzione delle cartelle di pagamento notificate alle Società in data 27 luglio 2015 in relazione alla restituzione

degli incentivi.

Nel contesto di tali procedimenti, infatti, era stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia di tali cartelle, 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, aveva disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo.

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 PASSIVITA' POTENZIALI

NOTA 26 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2026	Incrementi	Decrementi	31/12/2025
Fondo Business Dismessi	81.020	449	(1.744)	82.315
Totale	81.020	449	(1.744)	82.315

Il **Fondo Business Dismessi** accoglie principalmente gli stanziamenti di natura tributaria, ambientale o legale derivanti dalle operazioni del Gruppo ante 2018, anno nel quale il Gruppo ha concluso il proprio percorso di trasformazione industriale, avviato negli esercizi precedenti, che ha determinato l'uscita definitiva dai business **OIL**.

Tale percorso si è sostanziato in due passaggi fondamentali:

- la cessione dell'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., in data 30 dicembre 2013, che ha segnato l'uscita dal business della **Raffinazione costiera**;
- la cessione della propria quota in TotalErg S.p.A., in data 10 gennaio 2018, che ha determinato l'uscita dal business del **Downstream integrato**.

A tale percorso di riassetto strategico del Gruppo si sono aggiunte la cessione del **business idroelettrico**, con la società ERG Hydro S.r.l., avvenuta in data 3 gennaio 2022 e la cessione del **business termoelettrico**, con la società ERG Power S.r.l., avvenuta in data 17 ottobre 2023, relativamente alle quali risultano stanziati complessivi 2,9 milioni di Euro, destinati a gestire gli ultimi impatti legati alle cessioni citate ed anche eventuali oneri legati alla costante ridefinizione dell'assetto strategico del Gruppo.

Nonostante il Gruppo ERG non risulti quindi più un operatore attivo nei settori sopracitati, rimangono ancora in essere alcune passività legate alla precedente attività industriale e non ancora definite compiutamente.

Di seguito si riepilogano le principali tematiche sottostanti gli stanziamenti più rilevanti, per importo pari a 71,9 milioni di Euro, e relativi al business della **Raffinazione costiera**:

- con riferimento alla **controversia** a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle tasse portuali agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della Società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Dogane e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006. La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG. A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la Società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensiva dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fideiussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Con ordinanza depositata in data 30 settembre 2019 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della società ed ha, di conseguenza, riformato – cassandolo con rinvio - l'impugnato provvedimento della Commissione Tributaria

Regionale (CTR). Il giudizio è stato pertanto riassunto nei termini di legge dinnanzi alla CTR affinché quest'ultima, in diversa composizione rispetto alla precedente fase dibattimentale, tratti nuovamente il merito della questione. L'udienza è stata fissata in data 26 ottobre 2026; è stata richiesta una proroga e si è quindi in attesa della nuova data. A partire dal 2007, i tributi di riferimento sono stati rilevati a Conto Economico per competenza.

- con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e Lukoil. Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con Lukoil (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue:
 - per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente;
 - con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo successivo al 1° ottobre 2002 ERG risponderà – senza limitazioni temporali – soltanto per i potenziali danni legati a eventi noti al momento di stipula del contratto con Lukoil ed espressamente identificati nello stesso (c.d. “*Known Environmental Matters*”), restando inteso che, fino a un importo di 33,4 milioni di Euro, gli oneri connessi al risarcimento di tali danni saranno ripartiti tra ERG e Lukoil (51% e 49%), mentre oltre tale importo ERG si farà carico integralmente degli eventuali oneri ulteriori.

In data 9 settembre 2017 il Ministero dell'Ambiente ha diffidato alcune delle aziende del sito di Priolo, tra cui ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A., a provvedere alla bonifica della Rada di Augusta. La richiesta risulta illegittima e, pertanto, è stata impugnata dinnanzi al Giudice amministrativo.

In data 30 ottobre 2020 e, successivamente, in data 11 giugno 2021 ed in data 30 maggio 2022 sono stati notificati da ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A. tre ulteriori ricorsi per motivi aggiunti per l'annullamento, rispettivamente (i) della nota prot. 0064419 del 14 agosto 2020 con cui il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha indetto una conferenza di servizi istruttoria per valutare la Relazione predisposta nel gennaio 2020 da Ispra e IAS-CNR, avente ad oggetto il “Sito di interesse nazionale di Priolo Rada di Augusta”; (ii) del decreto del Ministero della Transizione Ecologica, Direzione Generale per il Risanamento Ambientale prot. n. 50 del 15 aprile 2021, con cui il Ministero ha approvato la relazione Ispra e IAS -CNR ritenendola documento idoneo sulla cui base redigere un piano di intervento di bonifica nella Rada di Augusta; e (iii) della nota prot. n. 42114 del 1° aprile 2022 con cui il Ministero della Transizione Ecologica – Direzione Generale Uso Sostenibile del Suolo e delle Risorse Idriche, ha trasmesso il piano di intervento per la definizione dei valori di intervento dei sedimenti nella Rada di Augusta (SIN Priolo), redatto dall'ISPRA. Tali atti sono stati impugnati perché la nuova iniziativa del Ministero è stata intrapresa sulla scorta dei medesimi (erranei) presupposti che erano posti a fondamento della diffida del 2017, già oggetto di impugnazione da parte di ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. Con sentenza pubblicata in data 27 dicembre 2023 il Giudice amministrativo ha respinto i suddetti ricorsi sancendo che gli atti impugnati hanno natura endo-procedimentale e, in quanto tali, non sono idonei a produrre - in via immediata e diretta – effetti sulla sfera giuridica delle parti ricorrenti e non risultano quindi autonomamente impugnabili. Le società potranno, quindi, legittimamente impugnare gli atti conclusivi del procedimento che dovessero imporre loro obblighi di bonifica della Rada di Augusta. A seguito di confronto anche con gli altri operatori di sito, in data 27 marzo 2024 ERG Power Generation S.p.A. e B2G Sicily S.r.l. (già ERG Power S.r.l.) hanno presentato appello cautelativo al Consiglio di Giustizia Amministrativa per la Sicilia, al fine di ottenere la riforma del capo della sentenza nel caso in cui potesse essere interpretato come riconoscimento della sussistenza di una responsabilità in capo agli operatori per l'inquinamento presente nella Rada di Augusta. L'udienza di discussione si è tenuta in data 2 luglio 2026. ERG S.p.A. non è parte del procedimento, ma le tematiche ambientali relative alla Rada di Augusta rilevano nell'ambito delle garanzie ambientali presenti nei vari contratti con ENI e Lukoil.

Con riferimento all'uscita del business del Downstream integrato, il Fondo Business Dismissi include stanziamenti per circa 6,2 milioni di Euro relativi alle garanzie concesse all'acquirente su passività potenziali pregresse (retained matters ed altre passività potenziali pregresse), in base alla miglior stima dell'onere sulla base delle informazioni disponibili al management e tenuto conto dell'ampiezza del numero degli elementi sottostanti e di tutti i possibili risultati delle relative tematiche.

NOTA 27 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2026	Incrementi	Decrementi	31/12/2025
Fondo rischi fiscali	22.577	1.782	24.359	57	(464)	24.766
Fondo rischi verso controparti istituzionali	-	20.755	20.755	363	-	20.392
Fondo rischi legali	581	2.540	3.121	138	(376)	3.359
Altri fondi rischi e oneri	5.079	1.040	6.119	152	(4.593)	10.560
Totale altri fondi	28.237	26.118	54.355	710	(5.433)	59.078

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 **Fondo rischi verso controparti istituzionali** è riferito principalmente ai seguenti rischi:

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (21 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**.

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.

NOTA 28 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti al 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 devono essere 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 Consolidato Semestrale Abbreviato non si segnalano obbligazioni rientranti nella sopra descritta definizione.

V. GESTIONE FINANZIARIA

Fondi propri

NOTA 29 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

Si riporta di seguito, la variazione del patrimonio netto intervenuta nel periodo:

(milioni di Euro)

Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	31/12/2025	Pagamenti basati su azioni	Dividendi	Movimenti altre riserve	Cash flow hedge	Risultato	30/06/2026
	1.980	2	(145)	10	(21)	64	1.890

(migliaia di Euro)

	30/06/2026	31/12/2025
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	74.543	74.543
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di Cash Flow Hedge	(9.632)	11.535
Riserva di traduzione	(40.454)	(50.482)
Riserva per azioni proprie in portafoglio	(109.728)	(109.728)
Altre riserve	1.567.401	1.645.895
Totale Riserve	1.552.311	1.641.944
Utili portati a nuovo	258.198	258.198
Risultato del periodo	63.983	64.957
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.889.524	1.980.131
Partecipazioni di terzi	61.260	65.349
Patrimonio Netto	1.950.784	2.045.480

La **Riserva sovrapprezzo azioni** è costituita dal sovrapprezzo pagato dai soci per la sottoscrizione delle azioni relative agli aumenti del capitale sociale effettuati in data 14 ottobre 1997, 2 luglio e 5 agosto 2002.

Le **Riserve di rivalutazione** si riferiscono alla rivalutazione ex legge di immobili, impianti e macchinari effettuata in esercizi precedenti.

La **Riserva di Cash Flow Hedge** riflette l'effetto dei derivati di copertura dei finanziamenti in corso. Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 25 milioni di Euro, per cui si rimanda al **Prospetto di Conto Economico Complessivo**, di cui 21 milioni di Euro di pertinenza del Gruppo.

La **Riserva per azioni proprie in portafoglio** include il costo delle azioni della Società detenute dal Gruppo, invariato rispetto al 31 dicembre 2025.

La voce **Altre riserve** include principalmente:

- la riserva di rivalutazioni monetarie che include dal 2015 la ricostituzione della riserva di riallineamento monetario ex lege 266/05 dell'ex ISAB Energy S.r.l. per un ammontare pari a 29 milioni di Euro;
- l'avanzo generato dalla fusione per incorporazione 2010 di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. ed ERG Power & Gas S.p.A. in ERG S.p.A., pari a 395 milioni di Euro residui, allocato in parte nella riserva "Avanzo da fusione 2010" (200 milioni di Euro) e in parte a ricostituzione delle riserve specifiche di patrimonio netto (195 milioni di Euro) in sospensione d'imposta;
- la riserva di consolidamento.

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2026, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro ciascuna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2025).

Alla data del 30 giugno 2026 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la società SQ Renewables S.p.A. come titolare del 63% circa del capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2025.

Si riporta di seguito la struttura azionaria di ERG S.p.A.:

	n. azioni	%
Capitale	150.320.000	100%
SQ Renewables S.p.A.	94.000.000	63%
ERG S.p.A. (azioni proprie)	4.965.240	3%
Altri inferiori al 3%	52.488.526	34%
Totale	150.320.000	100%

Azioni proprie

Le azioni proprie alla data di redazione del presente documento ammontano a n. 4.965.240, invariata rispetto al 31 dicembre 2025. L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 22 aprile 2026 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione all'acquisto, entro un massimale di 15.032.000 azioni ordinarie ERG, incluse le azioni proprie già possedute dalla Società alla data dell'Assemblea, del valore nominale pari ad euro 0,10 ciascuna, ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo al fine di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e con le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti.

L'assemblea ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad alienare, in una o più volte, e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione.

Dividendi

Nel corso del primo semestre 2026 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 145,4 milioni di Euro pari a 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola. Nel corrispondente periodo dell'anno precedente erano stati distribuiti dividendi pari a 145,4 milioni di Euro pari a 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

Si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi ai soci di minoranza delle società partecipate per un importo pari a 3,3 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.

NOTA 30 - 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	30/06/2026		31/12/2025	
		quota di terzi	Utile/(Perdita)	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	6.323	1.190	6.424	2.362
C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S.	40,00%	(416)	(103)	(313)	(32)
C.P.E.S. La Brède S.A.S.	42,58%	(279)	(47)	(232)	(98)
Project Pinnacle I, LLC	25,00%	55.632	666	59.470	3.260
Totale		61.260	1.706	65.349	5.491

La variazione si riferisce principalmente 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", occorsa nell'esercizio 2024, in funzione degli accordi in essere con i soci di minoranza che prevedono l'impegno al riacquisto rispettivamente nel primo semestre 2027 e nel 2028, il fair value di tale impegno pari complessivamente a circa 1,7 milioni di Euro è iscritto come passività.

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. 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 - strumenti valutati al fair value
- 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
- L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)
- M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2026	31/12/2025
A. Disponibilità liquide	31	103.240	140.009
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	31	222.300	279.825
C. Altre attività finanziarie correnti	32-33	146.319	89.261
D. Liquidità (A) + (B) + (C)		471.859	509.095
E. Debito finanziario corrente	34	(198.003)	(223.944)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - strumenti di debito	34	(22.742)	(20.482)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti e Project Financing	34	(5.249)	(5.196)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	34	(2.399)	(1.698)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	35	(24.291)	(10.430)
G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)		(252.684)	(261.750)
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)		219.175	247.345
I. Debito finanziario non corrente	34	(583.632)	(542.509)
I. Debito finanziario non corrente - passività finanziarie non correnti per beni in leasing	35	(239.709)	(228.271)
J. Strumenti di debito	34	(1.595.661)	(1.594.665)
K. Debiti commerciali e altri debiti	13-34	(1.567)	(1.994)
L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)		(2.420.569)	(2.367.439)
M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)		(2.201.394)	(2.120.094)

Si riporta nella tabella seguente la riconciliazione tra la posizione finanziaria netta e l'indebitamento finanziario netto riportato in **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025
M. Indebitamento Finanziario Netto (H+L)	(2.201.394)	(2.120.094)
Inclusione Indebitamento finanziario netto Attività cessate	-	(13.491)
Inclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati IRS	17.048	14.560
Indebitamento Finanziario Netto post IFRS 16 Relazione sulla Gestione	(2.184.346)	(2.119.025)
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	244.958	233.467
Esclusione impatto IFRS 16 Attività cessate	-	3.466
Indebitamento Finanziario Netto ante IFRS 16 Relazione sulla Gestione	(1.939.388)	(1.882.092)

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 30 giugno 2026.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2026 si riferisce principalmente a impegni di costruzione di attività immobilizzate nei 12 mesi successivi e ammonta a circa 205 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici in Italia (106 milioni di Euro), Germania (46 milioni di Euro), Francia (11 milioni di Euro), ai progetti in Italia, principalmente Repowering, Revamping e Storage per circa 36 milioni di Euro.

NOTA 31 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 325.540 migliaia di Euro al 30 giugno 2026 (419.834 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 313 milioni di Euro, oltre che dalla giacenza 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 13 milioni di Euro. Si rimanda, per ulteriori dettagli su tali Project Financing, a quanto commentato nella [Nota 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti](#). La variazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti è riepilogata nel [Prospetto dei flussi finanziari](#).

NOTA 32 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL *FAIR VALUE*

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	10.657	9.117	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	15.993	13.024	
Totale parte non corrente	26.650	22.141	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	6.391	5.443	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	1.103	5.899	
Totale parte corrente	7.494	11.342	

La quota non corrente, pari a 26.650 migliaia di Euro al 30 giugno 2026 (22.141 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025), è costituita principalmente da:

- la quota non corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. pari a circa 11 milioni di Euro (9 milioni di Euro al 31 dicembre 2025);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo del VPPA in Italia, pari a circa 16 milioni di Euro (13 milioni di Euro al 31 dicembre 2025).

La quota corrente, pari a 7.494 migliaia di Euro al 30 giugno 2026 (11.342 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025), è costituita principalmente da:

- la quota corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. per circa 6 milioni di Euro (5 milioni di Euro al 31 dicembre 2025);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, pari a circa 1 milione di Euro (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2025).

NOTA 33 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 146.319 migliaia di Euro al 30 giugno 2026, interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta (89.261 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) è costituita principalmente da impieghi a breve di liquidità per 135 milioni di Euro (61 milioni di Euro al 31 dicembre 2025) e da circa 11 milioni di Euro di interessi attivi maturati su tali impieghi (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2025).

NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2026				31/12/2025			
	Valore contabile		Valore nominale		Valore contabile		Valore nominale	
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	24.291	1.595.661	1.619.952	1.600.000	10.430	1.594.665	1.605.095	1.600.000
Mutui e finanziamenti	5.373	542.465	547.838	545.000	3.478	494.320	497.797	495.000
Project financing	17.369	41.167	58.536	58.134	17.004	48.189	65.193	64.686
Totale Debito medio-lungo termine	47.033	2.179.293	2.226.326	2.201.134	30.912	2.137.174	2.168.086	2.159.686
Debiti verso banche	198.003	-	198.003	198.003	223.944	-	223.944	223.944
Altri debiti	2.399	1.567	3.966	3.966	1.698	1.994	3.692	3.692
Totale Altri debiti finanziari	200.402	1.567	201.969	201.969	225.642	1.994	227.636	227.636
Totale Passività finanziarie	247.435	2.180.860	2.428.295	2.403.103	256.554	2.139.168	2.395.722	2.387.322

(*) Nella quota corrente dei mutui e finanziamenti è ricompreso il reversal del gain IFRS 9, se applicabile.

Nella tabella seguente si riporta la composizione in percentuale dell'*outstanding* nominale del debito a medio-lungo termine:

(migliaia di Euro)	30/06/2026	%	31/12/2025	%
Debito medio-lungo termine				
Obbligazioni emesse	1.600.000	73%	1.600.000	74%
Mutui e finanziamenti	543.000	25%	495.000	23%
Project Financing	58.134	3%	64.686	3%
Totale	2.201.134	100%	2.159.686	100%

Financial Strategy e Sustainable Finance

La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è incentrata su strumenti sostenibili di finanza corporate, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

A conferma del forte impegno del Gruppo verso la finanza sostenibile, le emissioni obbligazionarie, effettuate a partire dal 2019, sono state strutturate come *Green Bond* sulla base di un *Green Bond Framework*, di volta in volta aggiornato in accordo alle *migliori market practices*, come certificato dagli advisor indipendenti che ne hanno certificato l'allineamento alle più recenti novità normative.

Al più recente aggiornamento del *Green Bond Framework*, effettuato in occasione dell'ultimo collocamento nel mese di luglio 2024, Moody's ha assegnato il più elevato giudizio in termini di contributo alla sostenibilità e allineamento ai principi. La relativa Second Party Opinion ha certificato, in particolare, la conformità del Framework di ERG S.p.A. ai quattro pilastri degli International Capital Market Association (ICMA) Green Bond Principles (GBP) 2021 (inclusa l'Appendix I pubblicata a giugno 2022) e l'allineamento ai criteri della Tassonomia Europea.

La composizione delle fonti di finanziamento conferma l'impegno del Gruppo al mantenimento di fonti finanziarie sostenibili pari ad almeno il 90% delle fonti di finanziamento del Gruppo.

(milioni di Euro)

Debito medio-lungo termine ¹⁷	30/06/2026	%	31/12/2025	%
Fonti di Finanziamento Sostenibili	2.143	97%	2.095	97%
Fonti di Finanziamento Tradizionali	58	3%	65	3%
Totale Debito finanziario non corrente	2.201	100%	2.160	100%

Al 30 giugno 2026 le fonti di *Sustainable Finance*, pari a 2.143 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.201 milioni di valore nominale (2.095 milioni di Euro al 31 dicembre 2025 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.160 milioni di Euro di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi 1.600 milioni di Euro (1.600 milioni di Euro al 31 dicembre 2025), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari, nonché storage, in conformità al recente Green Bond Framework. Di seguito il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2026:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore contabile	Valore nominale
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11/09/2020	11/09/2027	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	500.856	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	23/12/2020	11/09/2027	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.510	100.000
Green Bond	XS2386650274	0,88%	15/09/2021	15/09/2031	99,75%	0,90%	Fitch: BBB-	501.494	500.000
Green Bond	XS2853679053	4,13%	03/07/2024	03/07/2030	99,52%	4,22%	Fitch: BBB-	517.091	500.000
Totale								1.619.951	1.600.000

Il debito per prestiti obbligazionari è esposto al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un valore di 6,4 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati a conto economico negli oneri finanziari del primo semestre 2026 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 1,0 milioni di Euro, corrispondente alla quota di competenze del periodo.

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 26 milioni di Euro di interessi maturati nel periodo.

Cedola e rendimento lordo a scadenza del bond 2024 non tengono conto dell'effetto positivo del pre-hedge stipulato nel 2020 a tassi significativamente più competitivi a copertura dell'obbligazione in questione, il cui onere a conto economico è quindi inferiore.

- *Mutui e finanziamenti (Senior Unsecured)* a medio-lungo termine, per complessivi 543 milioni di Euro in valore nominale (495 milioni di Euro al 31 dicembre 2025). Tutti i finanziamenti in essere sono "*Green Corporate Loans*" stipulati nel corso del primo semestre del 2026 a condizioni vantaggiose.

Erogazione	Tipo Finanziamento	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2025	Green Corporate Term Loan	23/04/2030	IRS:Euribor6M+Spread	75.287	75.000
2026	Green Corporate Term Loan (*)	28/01/2030	IRS:Euribor6M+Spread	75.771	75.000
2026	Green Corporate Term Loan	06/08/2031	IRS:Euribor6M+Spread	100.900	100.000
2026	Green Corporate Term Loan	30/01/2041	IRS:Euribor6M+Spread	245.759	243.000
2026	Green Corporate Term Loan (*)	29/03/2030	IRS:Euribor6M+Spread	50.185	50.000
Totale				547.903	543.000

(*) Il Gruppo ha la facoltà di richiedere l'estensione, per ulteriori 24 mesi, della durata dei Green Corporate Loans.

¹⁷ Inclusivo della parte corrente del debito finanziario non corrente.

Dei finanziamenti sopra indicati, 418 milioni di Euro risultano integralmente coperti dal rischio di volatilità del tasso di interesse (mediante strumenti di copertura).

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,7 milioni di Euro) e comprensivi degli interessi maturati del periodo (5,6 milioni di Euro) calcolati senza tenere conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Le fonti di finanziamento tradizionali, pari a 58 milioni di Euro (65 milioni di Euro al 31 dicembre 2025), 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 43 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 15 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, in riferimento all'acquisizione del nuovo perimetro eolico nel Nord dell'Inghilterra effettuata a gennaio 2026, sono stati acquisiti Project Financing, poi rimborsati anticipatamente il 31 marzo 2026.

I **Project Financing** sono garantiti dall'asset sottostante. Si rimanda alla sezione seguente per un commento sui relativi eventuali *Covenants e negative pledge*.

Al 30 giugno 2026 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing, comprensivo delle operazioni di copertura, è pari a circa l'1,8% (1,8% al 31 dicembre 2025).

In aggiunta alle suddette fonti finanziarie, la società ERG S.p.A. ha in essere una linea di credito *ESG-linked Revolving Credit Facility* interamente disponibile al 30 giugno 2026, con scadenza a Dicembre 2028 con possibilità di estensione per ulteriori 12 mesi.

I **Debiti verso banche** pari a 198 milioni di Euro accolgono principalmente le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

Gli **Altri debiti** per la quota non corrente si riferiscono 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 covenants dei finanziamenti presenti nelle società del 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 *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:

- al privilegio speciale sui beni mobili;
- all'ipoteca sui beni immobili;
- al pegno sui conti correnti vincolati;
- 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 Project Financing del Gruppo. Non vi sono altri tipi di debiti finanziari (ad esempio i *Sustainable bilateral linked loan* o *green loan*) che contengono covenant.

Semestrale 2026	Bilancio 2025	Project Financing/Finanziamenti	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✓	✓	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	✓

(H)DSCR: (Historical) Debt Service Coverage Ratio

* Rimedi contrattualmente stabiliti che la Società può porre in essere per evitare il default.

Legenda:

✓ Presente

• Non presente

n/a Non applicabile

NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie contabilizzate in accordo con il principio IFRS 16 pari a 244.958 migliaia di Euro (233.467 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) di cui 239.709 migliaia di Euro (228.271 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) a medio lungo termine e 5.249 migliaia di Euro a breve termine (5.196 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025).

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 si riferisce principalmente alla passività iscritta per le acquisizioni avvenute nel periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 45 - Business Combination](#).

NOTA 36 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2026	31/12/2025	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	118.716	96.272	
Totale parte non corrente	118.716	96.272	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	10.941	10.382	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	7.395	863	
Totale parte corrente	18.336	11.245	

La quota non corrente, pari a 118.716 migliaia di Euro (96.272 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) 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 18.336 migliaia di Euro (11.245 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) 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 11 milioni di Euro (10 milioni di Euro al 31 dicembre 2025);
- i debiti riferiti al *fair value* negativo per strumenti di copertura su rischio prezzo commodities pari a circa 7 milioni di Euro (1 milione di Euro al 31 dicembre 2025), i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

NOTA 37 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2026			1° semestre 2025		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	5.754	(1.639)	4.115	12.656	(1.101)	11.555
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	4.701	(56)	4.645	10.668	(3.649)	7.019
Interessi passivi su mutui/fin.ti verso terzi	-	(22.825)	(22.825)	-	(24.734)	(24.734)
Interessi passivi su project financing	-	(2.254)	(2.254)	-	(3.821)	(3.821)
Operazioni Liability management	666	(1.043)	(377)	1.852	(663)	1.189
Gestione liquidità/Costo del debito	11.121	(27.816)	(16.695)	25.176	(33.968)	(8.792)
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	14.146	(14.099)	47	4.693	(4.510)	184
Proventi (oneri) finanziari diversi	8.727	(7.753)	974	13.885	(12.126)	1.760
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(6.026)	(6.026)	-	(5.476)	(5.476)
Oneri finanziari su passività Tax Equity Partnership USA	-	(3.623)	(3.623)	-	(4.563)	(4.563)
Differenze cambio	3.083	(3.707)	(624)	550	(2.284)	(1.734)
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(966)	(966)	-	-	-
Effetto modifica finanziamenti gain (loss) IFRS 9	4.717	(115)	4.603	-	(1.456)	(1.456)
Altri Proventi / (Oneri)	30.674	(36.289)	(5.615)	19.129	(30.414)	(11.285)
Totale	41.795	(64.105)	(22.310)	44.305	(64.382)	(20.077)

Gli **Interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi** e 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 dalla voce **Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e Project Financing**. La variazione negativa degli interessi attivi è riconducibile principalmente alla remunerazione più elevata nel periodo comparativo sulla liquidità operativa e su quella destinata al rimborso dell'obbligazione emessa nel 2019 (in scadenza ad aprile 2025), in considerazione della fase del ciclo di politica monetaria. L'aumento degli oneri finanziari è inoltre dovuto al rifinanziamento della suddetta obbligazione, ad una cedola più alta, seppur mitigato da operazioni di pre hedge stipulate nel 2020 a tassi particolarmente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024) e ricomprese alla voce **Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale**. Gli oneri finanziari relativi ai finanziamenti bancari e ai Project Financing sono invece in diminuzione per effetto sia dei rimborsi ordinari, sia delle attività di liability management che più che compensano l'impatto sull'intero semestre del *Green Loan* erogato il 30 aprile 2025 e del finanziamento acquisito insieme al nuovo perimetro nel Regno Unito, poi rimborsato anticipatamente.

La voce **Operazioni Liability management** include:

- i proventi finanziari legati alla chiusura dei Project Financing in capo alle società neoacquisite in Regno Unito, inclusa l'estinzione del *fair value* relativo agli strumenti finanziari derivati a copertura dei tassi di interesse correlati.
- gli oneri finanziari correlati alla già commentata estinzione dei quattro Corporate Loans.

I **Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value** si riferiscono alla variazione di *fair value* di alcuni strumenti finanziari derivati su *commodities*. Si specifica che i valori lordi dei proventi e degli oneri rappresentati riflettono l'operatività tecnica di acquisto e vendita e 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 Equity Partnership USA** rappresenta gli oneri finanziari derivanti dall'attualizzazione dell'importo totale dovuto al Partner.

L'**Effetto modifica finanziamenti gain (loss) IFRS 9** si riferisce soprattutto all'attualizzazione di un debito relativo al meccanismo d'asta incentivante CfD (*Contract for Difference*) applicabile per due società di diritto polacco verso la controparte di regolazione, come meglio descritto in **Relazione Intermedia sulla Gestione** e alla sezione **I. Introduzione**. L'attualizzazione, determinata secondo il principio IFRS 9, ha avuto luogo nel corso del periodo prospetticamente in coerenza con il principio IAS 8, dal momento in cui è pervenuta l'informazione che il saldo debitorio dal meccanismo d'asta relativo al primo triennio è stato differito alla fine del periodo complessivo di 15 anni.

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 38 - STRUMENTI FINANZIARI

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria, il valore contabile e il *fair value*. Sono escluse le informazioni delle attività e delle passività finanziarie non valutate al *fair value*, quando il valore contabile rappresenta una ragionevole approssimazione del *fair value*.

30/06/2026	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	-	858	-	-	858	858	-	858	-
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	26.539	-	26.539	26.539	-	26.539	-
Interest rate swap di copertura	17.048	-	-	-	17.048	17.048	-	17.048	-
Derivati su commodities*	1.103	-	-	-	1.103	1.103	-	1.103	-
Virtual Power Purchase Agreements	15.993	-	-	-	15.993	15.993	-	-	15.993
Altri crediti finanziari correnti	-	-	49.200	-	49.200	49.200	-	49.200	-
Crediti commerciali	-	-	132.533	-	132.533	132.533	-	-	-
Altri crediti	-	-	301.657	-	301.657	301.657	-	301.657	-
Disponibilità liquide	-	-	325.540	-	325.540	325.540	-	-	-
Totale attività	34.144	858	835.469	-	870.472	870.472			
Mutui e finanziamenti	-	-	-	547.838	547.838	541.668	-	541.668	-
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	1.619.952	1.619.952	1.547.145	-	1.547.145	-
Project Financing no recourse	-	-	-	58.536	58.536	59.237	-	59.237	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	198.003	198.003	198.003	-	198.003	-
Debiti finanziari	-	-	-	3.966	3.966	3.966	-	3.966	-
Derivati su commodities*	7.395	-	-	-	7.395	7.395	-	7.395	-
Virtual Power Purchase Agreements	129.657	-	-	-	129.657	129.657	-	-	129.657
Debiti commerciali	-	-	84.797	-	84.797	84.797	-	-	-
Altri debiti	-	-	-	269.399	269.399	269.399	-	236.138	33.261
Totale passività	137.052	-	84.797	2.697.694	2.919.543	2.841.266			

(*) la voce non include 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 un importo pari a circa 5 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
Derivati su tasso di interesse	<i>Interest Rate Swap</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
	<i>Interest Rate Option (Cap, Floor)</i>	<i>Black & Scholes</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
				- Volatilità implicita tassi		
Derivati su commodity	<i>Commodity Swap</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	Refinitiv Eikon	Level 2
	<i>Commodity Future</i>	<i>Strumento quotato</i>		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	EEX via Refinitiv Eikon	Level 1
	<i>Contract for Difference (CfD)</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel	- PUN forward quotato sul mercato OTC	EEX via Refinitiv Eikon	Level 2
			- FINCAD XL	- Curva zero coupon sull'Euro	Refinitiv Eikon	
	<i>Virtual Power Purchase Agreement (VPPA)¹⁸</i>	<i>Discounted Cash Flow</i> <i>Metodo Monte Carlo (valutazione opzioni)</i>	- 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
Derivati su tasso di cambio	<i>Compravendita a termine (Outright, FX Forward)</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- 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

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 6,8 milioni di Euro alla voce ricavi al netto dell'effetto fiscale. L'impatto sul conto economico complessivo del periodo è pari a circa 11,2 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 39 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

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 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 perseguito mediante l'utilizzo di contratti derivati come *Interest Rate Swap* e *Interest Rate Option (plain vanilla)*.

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.

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 Semestrale Abbreviato per effetto della conversione di attività e passività di imprese che

¹⁸ 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. Il *fair value* iniziale di alcuni VPPA e altri contratti a lungo termine a prezzo fisso assimilabili acquisiti come parte di business combination è registrato riversandolo nella voce ricavi lungo il periodo residuo a cui il valore si riferisce.

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.

Per gli altri principali rischi identificati e attivamente gestiti dal Gruppo ERG (Rischio di credito e rischio liquidità) si rimanda a quanto riportato nel Bilancio Consolidato Integrato 2025.

Strumenti derivati utilizzati

Le principali tipologie di strumenti derivati adottati nella gestione dei rischi finanziari, con il solo fine di copertura, sono quelle sotto riportate:

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 30 giugno 2026 sono quelle sotto riportate:

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) del periodo. 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) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita) del periodo.

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) del periodo.

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) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi 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 30 giugno 2026 sono i seguenti:

Valore di nozionale					30 giugno 2026	
					Fair Value (milioni di Euro)	
	Scadenza 1 anno	Scadenza da 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Attivo	Passivo
<i>milioni di Euro</i>						
Gestione del rischio sul tasso di interesse						
- Cash flow hedge	-	409	9	418	17,0	-
<i>migliaia di Mwh</i>						
Gestione del rischio sul prezzo delle commodity						
- Cash flow hedge	6.498	6.257	7.014	19.769	22,6	137,3
- Trading	453	1.220	-	1.673	0,1	0,2
Totale strumenti derivati					39,7	137,5
- di cui in Cash flow Hedge					39,6	137,3
- di cui non in Cash flow Hedge					0,1	0,2

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda al **Prospetto di conto economico complessivo**.

NOTA 40 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Fideiussioni prestate (829 milioni di Euro)

Si tratta principalmente di garanzie rilasciate a favore di terzi, anche per conto di società del Gruppo, garantite dalla capogruppo ERG S.p.A.

Altre garanzie e impegni prestatati (18 milioni di Euro)

Le altre garanzie ed impegni prestatati si riferiscono principalmente ad impegni correlati ai sistemi informativi di Gruppo.

VI. FISCALITA'

NOTA 41 - IMPOSTE SUL REDDITO

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

Imposte correnti

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 10% (15% dal 1° gennaio 2024 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)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Variazione
Imposte correnti sul reddito	28.353	31.694	(3.341)
Imposte esercizi precedenti	(431)	(93)	(338)
Imposte differite e anticipate	(1.904)	(6.543)	4.639
TOTALE	26.019	25.058	961

La Legge 49/2026, che converte il Decreto-Legge 21/2026 (c.d. D.L. Energia/Bollette), ha previsto un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo di imposta successivo al 31 dicembre 2025, per i periodi di imposta 2026 e 2027, l'aliquota è incrementata di due punti percentuali. Nel primo semestre 2026 gli impatti derivanti da tale Legge sono pari a circa 4 milioni di Euro relativo all'incremento di due punti percentuali dell'aliquota IRAP, di cui 2,5 milioni di Euro sul periodo d'imposta corrente e 1,2 milioni di Euro riconducibile all'adeguamento delle imposte differite.

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 5 milioni di Euro.

NOTA 42 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

Le **Attività per imposte correnti**, pari a 48.097 migliaia di Euro (31.979 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relative al primo semestre 2026.

Le **Passività per imposte correnti**, pari a 40.015 migliaia di Euro (20.020 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative al primo semestre 2026.

NOTA 43 - FISCALITÀ' DIFFERITA

Le **Attività per imposte differite**, pari a 83.939 migliaia di Euro (76.004 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) sono determinate dal riporto a nuovo di perdite fiscali, oltre che dalle differenze temporanee relative principalmente ad ammortamenti e svalutazioni e fondi rischi e oneri.

Il Gruppo ritiene di avere la ragionevole certezza sulla recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2026.

Le **Passività per imposte differite**, pari a 245.684 migliaia di Euro (215.251 migliaia di Euro al 31 dicembre 2025) si riferiscono in particolare alle differenze temporanee generate dalle Purchase Price Allocation di acquisizioni passate e del periodo.

VII. ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

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 (per la quale si rimanda alla [Nota 45 - Business combination](#)) e in Svezia. 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.

La cessione è presentata come *Discontinued Operations* ai sensi dell'IFRS 5. La voce [Risultato netto attività operative cessate](#) del conto economico per l'anno 2025, accoglieva il contributo economico del business svedese, inclusa la svalutazione, al netto dell'effetto fiscale, emersa dalla cessione. Per l'anno 2026, il contributo economico fino alla data di perdita del controllo (20 gennaio 2026) non è significativo.

Ai fini del principio contabile internazionale IFRS 5 i net assets che al 31 dicembre 2025 erano classificati come posseduti per la vendita erano stati 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) era emersa una svalutazione contabile pari a circa 26 milioni di Euro, già riflessa nel [Bilancio Consolidato Integrato 2025](#).

I costi di vendita sono stati pari a 0,7 milioni di Euro, già inclusi nella svalutazione.

Gli effetti economici della cessione risultano pertanto interamente riflessi nel bilancio al 31 dicembre 2025.

Per quanto riguarda i dati patrimoniali al 31 dicembre 2025, sono indicati separatamente alle righe [Attività cessate](#) e [Passività connesse ad attività cessate](#) le attività e passività riferite alle attività in Svezia, in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. Per maggiori dettagli si rimanda al [Bilancio Consolidato Integrato 2025](#).

Si riporta di seguito il dettaglio della determinazione della minusvalenza. Rispetto al calcolo della svalutazione esposto nel [Bilancio Consolidato Integrato 2025](#) non si registrano variazioni né nella valutazione del capitale investito netto né nella stima dei costi accessori di vendita. Conseguentemente, la minusvalenza derivante dalla cessione nel primo semestre 2026 risulta nulla.

(migliaia di Euro)

a) Prezzo di cessione asset ERG Sweden Holding AB	70.850
b) Capitale investito netto asset oggetto di cessione al 20 gennaio 2026 adeguato al FV	70.177
c) = a) - b) Differenza tra prezzo di cessione e Capitale investito netto dell'attività ceduta	684
d) Costi accessori di vendita	(684)
e) = c) + d) Totale minusvalenza netta rilevata nel semestre	-

NOTA 44 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CESSATE

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 primo semestre 2025 delle attività cessate in Svezia, come esposto anche in [Relazione Intermedia sulla Gestione](#) nella riconciliazione dei risultati "proforma":

(migliaia di Euro)

	Note	1° semestre 2025
Ricavi	a	4.448
Altri proventi		-
Costi per acquisti		-
Costi per servizi e altri costi operativi	b	(1.538)
Costi del lavoro		-
MARGINE OPERATIVO LORDO		2.911
Ammortamenti Attività Immateriali		(534)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo		(1.203)
Ripristini (svalutazioni) di valore		-
RISULTATO OPERATIVO NETTO		(475)
Proventi finanziari		-
Oneri finanziari	c	(1.649)
Proventi (oneri) finanziari netti		(1.649)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto		-
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti		-
Proventi (oneri) da partecipazioni		-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		475
Imposte sul reddito		(8)
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CESSATE		467

Note

- a) I ricavi consistono nella cessione di energia elettrica a terzi prodotta dal parco eolico di Furuby da 62 MW;
- 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) 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.

VIII. ALTRE NOTE

NOTA 45 - 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 "England"

In data 20 gennaio 2026 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. 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 CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno energetico di circa 40.000 famiglie.

Come da comunicato stampa del 20 gennaio 2026, l'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 97 milioni di sterline.

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 2026.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 70 milioni di Euro (61 milioni di sterline) per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target. Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta per un totale di 44 milioni di Euro (39 milioni di sterline), inclusiva dello Shareholder loan. Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 1,1 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per *due diligence*, sostenuti principalmente nel periodo 2025. 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 provvisoria; i *fair value* delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

Impatto consolidamento England

Migliaia di Euro	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	67.057	67.057
Immobili, impianti e macchinari	44.950	12.647	57.597
Attività per diritti di utilizzo	12.236	-	12.236
Strumenti valutati al Fair Value	2.926	-	2.926
Attività per imposte differite	1.784	-	1.784
Attività non correnti	61.896	79.703	141.599
Crediti commerciali	7.645	-	7.645
Altri crediti e attività correnti	849	-	849
Attività per imposte correnti	2.573	-	2.573
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	3.719	-	3.719
Attività correnti	14.786	-	14.786
TOTALE ATTIVITA'	76.682	79.703	156.385
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	(6.318)	60.191	53.873
Patrimonio Netto Totale	(6.318)	60.191	53.873
Passività per imposte differite	8.080	20.064	28.144
Fondo oneri smantellamento	2.346	(552)	1.794
Altri fondi non correnti	-	-	-
Strumenti valutati al Fair Value*	5.704	-	5.704
Passività finanziarie non correnti*	52.204	-	52.204
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	209	-	209
Passività non correnti	68.544	19.512	88.056
Debiti commerciali	426	-	426
Passività finanziarie correnti*	78	-	78
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	12.027	-	12.027
Altre passività correnti	1.926	-	1.926
Passività correnti	14.456	-	14.456
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	76.682	79.703	156.385
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(57.873)	-	(57.873)

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 2026) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari**: sette impianti eolici onshore per un totale di 73 MW iscritti 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;
- **strumenti valutati al fair value**: valutazione al *fair value* del derivato Interest Rate Swap ai sensi dell'IFRS 9 sul finanziamento;
- **crediti commerciali**: crediti verso clienti principalmente per incentivi ROC, incassati con termini di pagamento a quattro mesi;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti**: liquidità giacente sui conti correnti;
- **passività per imposte differite**: iscritte principalmente per ammortamenti accelerati su investimenti;
- **fondo oneri smantellamento**: fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **strumenti valutati al fair value**: valutazione al *fair value* del derivato RPI (Retail Price Index) Swap, utilizzato per coprire l'esposizione alle variazioni dell'indice dei prezzi al consumo britannico dei flussi di ricavi incentivati.
- **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;
- **passività finanziarie correnti**: Shareholder loan verso ERG UK Holding Ltd e quota a breve termine dei debiti verso banche per project financing.

nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione** sono stati inclusi i seguenti *fair value* determinati a titolo provvisorio:

- **attività immateriali**: plusvalori attribuiti in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tali plusvalori sono stati identificati nell'Autorizzazione e nell'incentivo ROC, calcolati in funzione del reddito generato atteso degli asset considerando i flussi di cassa stimati per gli impianti acquisiti su un orizzonte temporale pari a un massimo di 23 anni per l'Autorizzazione e pari a un massimo

di 12 anni per l'incentivo ROC;

- **immobili, impianti e macchinari:** rideterminazione della vita utile delle attività materiali ai sensi dello IAS 16, mediante l'estensione della vita utile a 25 anni, in coerenza con le vite utili adottate dal Gruppo ERG con riferimento ad impianti di tipologia e anzianità simili. L'estensione della vita utile ha comportato una conseguente rideterminazione retroattiva del fondo ammortamento e di conseguenza del valore netto contabile degli asset acquisiti;
- **fondo oneri smantellamento:** adeguamento del fondo assumendo la data di smantellamento degli impianti in coerenza con la rideterminazione della vita utile degli impianti;
- **passività per imposte differite:** riferite alle rettifiche di cui sopra.

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)	69.638
Fair value dei net asset acquisiti	53.873
Avviamento	15.765

Contributo England nel primo semestre 2026

La data di primo consolidamento (1° gennaio 2026) corrisponde alla data di apertura del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato; pertanto, la società acquisita ha interamente contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo con ricavi pari a 14 milioni di Euro, un margine operativo lordo pari a 11 milioni di Euro, e un risultato netto di periodo di competenza del Gruppo di 4 milioni di Euro.

NOTA 46 - 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 Intermedia sulla Gestione](#).

	(migliaia di Euro)	1° semestre 2026	1° semestre 2025	
Ricavi	1)	(605)	-	
Altri Proventi	2)	3.742	(500)	
Costi per acquisti		-	-	
Variazione delle rimanenze		-	-	
Costi per servizi e altri costi operativi	3)	(5.596)	7)	1.613
Costi del lavoro		-	-	
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	4)	(32.862)	8)	7.148
Proventi (oneri) finanziari netti	5)	(377)	9)	(1.189)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		-	-	
Imposte sul reddito	6)	4.911	10)	2.043
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		(30.786)	(5.029)	
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-	-	
Risultato netto poste non ricorrenti		(30.786)	(5.029)	
Risultato di azionisti terzi		-	-	
Risultato netto poste non ricorrenti		(30.786)	(5.029)	

Nel primo semestre 2026:

- 1) Oneri netti correlati alla chiusura anticipata di derivati di copertura relativi all'indicizzazione dei certificati verdi nelle neoacquisite società inglesi;
- 2) La voce include la sopravvenienza relativa al recupero di un credito precedentemente svalutato, a seguito della sottoscrizione di un accordo stragiudiziale che ne ha reso possibile il recupero parziale;
- 3) le voci comprendono gli oneri legati a operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine, i sopravvenuti oneri derivanti da una sentenza relativa ad un contenzioso pregresso afferente a una partecipazione venduta in esercizi precedenti e lo storno degli accantonamenti relativamente al fondo Business Dismessi;
- 4) la voce comprende le svalutazioni di impianti esistenti oggetto di piani di Repowering e Revamping in Italia e Francia, già approvati ed autorizzati;
- 5) proventi netti correlati alla chiusura anticipata dei Project Financing delle neoacquisite società inglesi, incluso l'incasso del fair value positivo dei relativi strumenti derivati di copertura e gli oneri finanziari relativi all'estinzione anticipata di quattro Corporate Loan in ERG S.p.A. nell'ambito delle attività di Liability Management;

- 6) Oltre all'impatto fiscale delle poste sopra menzionate, si segnala l'esclusione dell'incremento dell'aliquota IRAP (+2%) previsto dal D.L. 20 febbraio 2026, convertito in Legge 49/2026 come dettagliato alla [Nota 41 - Imposte sul reddito](#).

Nel primo semestre 2025:

- 7) Le voci comprendono gli oneri legati a operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e gli impatti dell'incasso di poste positive di esercizi precedenti e lo storno degli accantonamenti relativamente al fondo Business Dismissi;
- 8) la voce comprende le svalutazioni di alcuni asset oggetto di Repowering in Germania;
- 9) proventi netti correlati alla chiusura anticipata dei Project Financing della neoacquisita società inglese, incluso l'incasso del fair value positivo dei relativi strumenti derivati di copertura, nell'ambito delle attività di Liability Management;
- 10) la voce comprende l'impatto fiscale delle poste sopra commentate.

NOTA 47 - PARTI CORRELATE

Come richiesto dalla delibera Consob 17221 del 12 marzo 2010 e s.m.i. sono stati indicati qui di seguito gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

Le operazioni compiute da ERG con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a ERG, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare, la Fondazione Edoardo Garrone, nata come naturale evoluzione dell'impegno delle Famiglie Garrone e Mondini in campo sociale e culturale, dedicata alla memoria di Edoardo Garrone che nel 1938 avviò l'attività industriale del Gruppo ERG.

La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna ERG [Procedura per le operazioni con parti correlate](#), emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione. Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nella [Nota 48 - Elenco società del Gruppo e operazioni di periodo](#) nella sezione dedicata all'elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- un credito finanziario non corrente verso la stessa Toro Renovables 400 KV SL per contribuzioni non di capitale legate all'avvio della sottostazione;
- altri crediti finanziari a medio-lungo termine verso le società controllate ma non consolidate incluse tra le società rilevate secondo il metodo del costo indicate nella [Nota 48 - Elenco società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Stato Patrimoniale è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

30/06/2026

	ERG Petroleos	Toro Renovables 400 KV SL	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altre attività finanziarie non correnti	-	4.835	-	-	1.059	5.894	12%
Crediti commerciali	-	-	-	-	88	88	0%
Altri crediti e attività correnti	1.159	-	-	-	-	1.159	0%
Debiti commerciali	-	-	-	-	165	165	0%
Altre passività correnti	-	-	692	432	11	1.034	2%

31/12/2025

	ERG Petroleos	Toro Renovables 400 KV SL	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altre attività finanziarie non correnti	-	4.864	-	-	1.164	6.028	12%
Crediti commerciali	-	-	-	-	69	69	0%
Altri crediti e attività correnti	1.103	-	-	-	-	1.103	0%
Debiti commerciali	-	-	-	-	24	208	0%
Altre passività correnti	-	-	916	942	17	1.875	3%

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sul risultato economico

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il periodo e costi per servizi relativi all'emolumento per la carica di Presidente ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di conto economico è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

30/06/2026

	Amministratori e sindaci	Dirigenti strategici	Fondazione Edoardo Garrone	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altri proventi	-	-	-	82	82	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.919)	-	(100)	-	(4.019)	4%
Costi del lavoro	-	(1.641)	-	-	(1.641)	5%

30/06/2025

	Amministratori e sindaci	Dirigenti strategici	Fondazione Edoardo Garrone	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altri proventi	-	-	-	81	81	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.580)	-	(100)	-	(3.680)	4%
Costi del lavoro	-	(1.472)	-	-	(1.472)	5%

NOTA 48 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

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 ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG S.p.A.						
ERG Power Generation S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100.000	3.555.982
ERG Power Generation S.p.A.						
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	RON	95.679	378.666
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	77.188
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	120	66.431
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	9.265
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	111.885
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	42.349
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	3.500	30.622
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	21.388
ERG France Holding S.a.s. ⁽²⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	228.551	261.859
ERG UK Holding Ltd ⁽²⁾	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	26.808
ERG Wind Bulgaria S.r.l. ⁽²⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	21.012
ERG Wind Investments S.r.l. ⁽²⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	97.046	481.158
ERG Windpark Beteiligungs GmbH ⁽²⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	(13.842)
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	118
EW Orneta 2 sp. z o.o. ⁽²⁾	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	164.688	231.653
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	119	18.142
ERG Solar Holding S.r.l. ⁽²⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	116.362
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100	586
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	78,5%	78,5%	Euro	50	62.072
ERG Poland Holding Sp. z o.o ⁽²⁾	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	858	147.563
ERG Spain Holco S.L.U. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	20	44.988
Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	7.100	47.999
Breva Wind S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	437.826
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	0	2.501
ERG USA Holding, Inc. ⁽²⁾	Wilmington, DE (USA)	100%	100%	USD	95.679	267.721

⁽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 ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG France Holding S.a.s.						
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	796
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	1.901
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	1.852
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.060	2.232
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	861	2.033
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	2.196
ERG Energies Renouvelables S.a.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	500	1.567
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	3.411
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	528
Parc Eolienne des Terres Blanches S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	876	5.144
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.410	5.574
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	17.293
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	(1.424)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	4.277
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	(15.196)
Les Moulins de Fruges SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	42.100	25.399
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	5.639	4.032
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	1.183
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	801
Holding Quesnoy 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.810	809
Holding Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.410	158
Omniwatt S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.201	(10.668)
Ferme Eolienne de Moquepanier S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.519	(4.303)
Ferme Eolienne de Clamecy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	2.550
Crampon Puchot Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.091	159
Solaires Sisteron S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	334	(1.810)
Solaire Sénézergues S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.436)
Solaire Arpajon-sur-Cere S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	451	(1.780)
Arsac 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.682)
Arsac 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.485)
Solaire Greoux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(3.279)
Solaire Salaunes S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(2.279)
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	31.803	27.628
ERG Energies Renouvelables S.a.S.						
ERG Développement France S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(7.096)
Caen Renewables Energy S.a.s. (en liquidation)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	-	-
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(141)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(159)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3.635)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(2.520)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(957)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(1.496)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(200)
Parc Eolien de Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(75)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(92)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(114)
ERG Solar Holding S.r.l.						
Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	63.005
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	25.514
ERG UK Holding Ltd						
Craigmore Energy Limited	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(4.232)
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	50	(807)
Evishagaran Windfarm LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	168
Sandy Knowe Wind Farm LTD	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(9.694)
Corlacky Energy LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(10.248)
Broken Cross Wind Farm Holding Ltd	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	13.775
OnPath HL HoldCo Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	13	13
PH HoldCo Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	2	3
HMA HoldCo Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	2	3

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)
Broken Cross Wind Farm Holding Ltd						
Broken Cross Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(4.241)
OnPath HL HoldCo Limited						
HL FinCo Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	13	15
PH HoldCo Limited						
PH Finance Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	7
HMA HoldCo Limited						
HMA Finance Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	6
HL FinCo Limited						
Hook Moor Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	562
Lambs Hill Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	1.168
PH Finance Limited						
Penny Hill Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	2.162
Heysham South Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	4
HMA HoldCo Limited						
Hazlehead Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	1.819
Marr Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	1.966
Armistead Wind Farm Limited	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	2.840
ERG Wind Bulgaria S.r.l.						
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
ERG Wind France 1 S.a.s.						
Cepe de Montbelliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	365	943
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	444	3.071
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	251	1.734
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.047
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.400
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	80	830
ERG Wind French Holdings S.a.s.						
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	2.534
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.680
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.037	2.282
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.164	2.395
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.448
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.458
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	832
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	505	17
Parc Eolien de Oyré Saint Sauveur S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	87
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(5.206)
ERG Wind Investments S.r.l.						
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	212	167.905
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(5.150)
ERG Wind MEI 2-14-2 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(849)

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valutazione ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.						
ERG Wind Energy S.r.l. (3)	Genova (Italia)	66%	100%	Euro	1.525	443.544
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	75.271
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	45.736
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.						
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	35.939
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	19.655
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited						
ERG Wind MEG 1 LLP (2)	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	54.337
ERG Wind MEG 2 LLP (2)	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	45.786
ERG Wind MEG 3 LLP (2)	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	48.796
ERG Wind MEG 4 LLP (2)	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	42.902
ERG Windpark Beteiligungs GmbH						
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.053)
Voltwerk Windpark Worzbis GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	0	5.352
Voltwerk Windpark Beesendstet 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)
ERG Windpark Heyen GmbH & Co. KG	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 Wind Erbes Büdesheim GmbH & Co. KG						
Infrastrukturgesellschaft Erbes-Büdesheim GmbH & Co. KG (4)	Amburgo (Ger.)	43%	78%	Euro	3	(2)
EW Orneta 2 sp z o.o.						
ERG Wind Słupia sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	7.100	112.182
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	42	72.538
Les Moulins de Fruges SAS						
PARCS EOLIENS DE FRUGES SARL	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.891	9.566
Holding Chéry S.A.S.						
Ferme Eolienne De Chery S.a.a.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	656
Holding Quesnoy 2 S.a.s.						
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	820
ERG Poland Holding						
EW Piotrków Kujawski sp z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	858	96.938
Laszki Wind sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	858	120.112

(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.

(4) La quota rimanente è detenuta per il 34,52% dalla società controllata ERG Wind Nack GmbH & 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 (1)	Patrimonio Netto (1)
Omniwatt S.a.s.						
Omnigreen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	4.759	8.252
Les Eoliennes De Saint Fraigne S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	3.700	5.055
Neuilly Saint Front Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(913)
Monnes Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.226)
Saint Congard Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2	(1.688)
Omnigreen S.a.s.						
Sainte Helene Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(5.936)
ERG Solar Colombelles S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.560)
Reuilly et Diou Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	601	1.703
Crampon Puchot Energies S.a.s.						
Wkn Pikardie Verte II S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(6.204)
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.						
C.E.P.E DU SOULEILLA S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(5.829)
Chaume-Solar S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	60	(3.134)
C.P.E.S MAS D'EN RAMIS S.a.s.	Parigi (Francia)	60%	60%	Euro	2.375	1.654
C.P.E.S LA BREDE S.a.s.	Parigi (Francia)	57%	57%	Euro	1.054	467
ERG Spain Holco S.L.U.						
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	26.147
ERG Solar Tabernas S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	12.431
ERG Solar Fregenal de la Sierra S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.000	2.149
ERG Solar Montiel S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	215
ERG Solar El Abuelito S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	191
ERG Solar Buenaventura S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	403
Garnacha Solar S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	6	584
ERG USA Holding, Inc.						
Project Pinnacle I, LLC	Wilmington, DE (USA)	75%	75%	USD	0	405.900
Project Pinnacle I, LLC (2)						
Apex Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Mulligan Solar Development, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	26.719	29.492
Mulligan Solar Blocker, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Mulligan Solar Holdings II, LLC (3)	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	31.902	5.018
Mulligan Solar, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	105.630	65.490
Great Pathfinder Wind Equity Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Great Pathfinder Intermediate Holdco 3, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Great Pathfinder Intermediate Holdco 2, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Great Pathfinder Intermediate Holdco 1, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	139.036	121.729
Great Pathfinder Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	-	-
Great Pathfinder Wind, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	381.509	346.014

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) la società Project Pinnacle I, LLC 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 (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2026
Garnacha Solar S.L.U.							
Toro Renovables 400 KV S.L.U. (2)	Madrid (Spagna)	23,69%	23,69%	Euro	3	1.313	311
Società collegate							311

(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 (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2026
ERG S.p.A.							
ERG Petroleos S.A. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.050	(7.923)	-
Società controllate							-
ERG Power Generation S.p.A.							
ERG Germany Verwaltungs GmbH ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione ⁽²⁾	Palermo (Italia)	99%	99%	Euro	20	250	25
Società controllate							50
ERG France Holding SAS							
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(69)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(68)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(79)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(115)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacrée Sud S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	10	(227)	10
Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(35)	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(23)	8
Parc Eolien De La Plaine Du Burel S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(24)	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(24)	8
Parc Eolien de Vent Communaux S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(11)	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(67)	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée de la Doulaye SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(13)	8
Parc Eolien des Six Chemins S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(10)	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée Brousse S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(11)	8
Central Photovoltaïque des Grandes Bruyères S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(1)	8
Solaires ERG 1 S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(2)	8
Parc Agrivoltaïque des Beluets SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Central Photovoltaïque du Pla d'Alzau SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Società controllate							139
ERG Windpark Beteiligungs GmbH							
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
Società controllate							5
Voltwerk Windpark Wörbzig GmbH & Co. KG							
Netzbetrieb Windpark Wörbzig GbR ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	32%	32%	Euro	2	0	-
Società controllate							-
ERG Solar Holding S.r.l.							
Fattoria Solare Futurasun S.r.l. ⁽⁴⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	104	10
Società controllate							10
ERG UK Holding Ltd							
High Cairn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Creggan Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Longburn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Società controllate							-
PH Finance Limited							
Camvo 201 Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Società controllate							-
ERG Spain Holco S.L.U.							
REN BETA I, S.L.U. ⁽⁴⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	44	-
Società controllate							-

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.⁽²⁾ società in liquidazione.⁽⁴⁾ società valutate al costo in quanto non operative.

Altre società

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2026
ERG S.p.A.							
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	Euro	276	1.074	0
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	Euro	19.077	109.880	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	Euro	3.058	2.936	155
Altre società							465

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

NOTA 49 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2026

Dal 1° gennaio 2026 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

- Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments";
- Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contracts Referencing Nature-dependent Electricity";
- Volume 11 del Progetto "Annual improvements to IFRS Accounting Standards" sul miglioramento della chiarezza e coerenza interna dei principi contabili adottati.

Si vedano i dettagli delle analisi condotte sui nuovi principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti alla sezione [1. Introduzione](#).

NOTA 50 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2026

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili, quando omologati dall'Unione Europea, per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2027 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
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 sopracitati Principi è in corso. In particolare, per quanto riguarda l'applicazione dell'IFRS 18, al fine di garantire la tempestiva implementazione del nuovo principio, prosegue nel 2026 il processo di valutazione degli impatti iniziato l'anno precedente. Tale processo consiste in un'analisi approfondita del nuovo principio contabile, delle modifiche alla struttura degli schemi di bilancio e del piano dei conti. Sulla base delle evidenze preliminari, sono risultati necessari alcuni interventi sul piano dei conti, sui processi contabili e sui relativi sistemi informativi nonostante la portata sia circoscritta, con impatti giudicati non significativi e non pervasivi.

La presentazione del conto economico sarà modificata e alcune circoscritte tipologie di costi saranno riclassificate nel risultato operativo netto, con impatti giudicati dalle analisi preliminari non significativi. Inoltre, gli interessi attivi su alcune attività finanziarie detenute dal Gruppo (quali in particolare disponibilità liquide e mezzi equivalenti) saranno classificati e presentati nella categoria investimenti. La presentazione degli interessi pagati e degli interessi ricevuti sarà anch'essa modificata nel rendiconto finanziario. Saranno inoltre incluse nelle note al bilancio consolidato ulteriori informazioni sulle misure di performance definite dal management.

NOTA 51 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Non si segnalano fatti di rilievo che possano avere un impatto sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2026.

NOTA 52 - DATA PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

In data 31 luglio 2026 il Consiglio di Amministrazione di ERG 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, 31 luglio 2026

per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente

(firmato in originale)

Edoardo Garrone

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Paolo Luigi Merli, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Michele Pedemonte, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato nel corso del primo semestre 2026.

2. Al riguardo si segnala che:
 - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2026 è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'Informativa Finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta, inoltre, che:
 - il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2026:
 - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - la Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposte. La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 31 luglio 2026

L'Amministratore
Delegato

(firmato in originale)

Paolo Luigi Merli

Il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

(firmato in originale)

Michele Pedemonte



Gruppo ERG

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

31 luglio 2026



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-fmaudit@kpmg.it
 PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
 ERG S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti di conto economico, di conto economico complessivo, della situazione patrimoniale-finanziaria, dei flussi finanziari e delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG al 30 giugno 2026. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'*International Accounting Standards Board* e adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.



Gruppo ERG

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2026*

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Genova, 31 luglio 2026

KPMG S.p.A.



Andrea Carlucci
Socio