



Relazione finanziaria semestrale 2023

al 30 Giugno

We ARE #SDGs
CONTRIBUTORS

ERG
EVOLVING ENERGIES

INDICE

Il Gruppo

Profilo del Gruppo.....	3
Organi societari.....	5
Aree geografiche di attività al 30 giugno 2023.....	6
Area di consolidamento al 30 giugno 2023.....	7
Modello organizzativo.....	8
Variatione perimetro di business.....	10
ERG in Borsa.....	11
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre.....	13

Risultati del periodo

Highlights.....	17
Commento ai risultati del periodo.....	18
Mercato di riferimento.....	23
Quadro Normativo - Incentivi.....	24
Risultati per paese.....	38
Italia	40
Estero	43

Prospetti contabili, Indicatori Alternativi di Performance (IAP) e altre informazioni

Prospetti contabili.....	51
--------------------------	----

Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo il semestre.....	66
Evoluzione prevedibile della gestione.....	67

Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	69
---	----

PROFILO DEL GRUPPO

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

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

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 29 giugno 2023 ERG ha firmato un accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti Svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.. Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia – al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso. Nel perimetro della cessione sono inclusi i dipendenti dedicati a garantire il funzionamento della centrale termoelettrica.

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

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

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

- l'attività di Energy Management & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le attività di Operation & Maintenance dei propri impianti eolici e solari che prevede l'internalizzazione della manutenzione dei parchi eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania.

ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 3.087 MW di capacità installata rinnovabile (2.717 MW eolico, 370 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.466 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 1.291 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata.

Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 1.621 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), UK (249 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

ERG, inoltre, opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 195 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 117 MW in Spagna.

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
LUCA BETTONTE *(non esecutivo)*
EMANUELA BONADIMAN *(indipendente)*³
MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*³
ELENA GRIFONI WINTERS *(indipendente)*³
FEDERICA LOLLI *(indipendente)*³
ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*³
MARIO PATERLINI *(indipendente)*³
RENATO PIZZOLLA *(non esecutivo)*⁴

COLLEGIO SINDACALE⁵

Presidente
MONICA MANNINO⁶

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 26 aprile 2021.

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

3 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

4 Confermato in data 26 aprile 2023 e scadente unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023.

5 Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

6 Nominata in data 26 aprile 2023, nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A. e scadente unitamente agli altri componenti del Collegio Sindacale e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2024.

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.

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 GIUGNO 2023

TOTALE: 3.087 MW

Eolico: 2.717 MW (1.291 MW Italia e 1426 MW Estero)

Solare: 370 MW (175 MW Italia e 195 MW Estero)

In construction/RTB: 323 MW

UK: 47 MW

Italia: 127 MW

Spagna: 149 MW

FRANCIA

Eolico: 522 MW

Solare: 79 MW

SPAGNA

Solare: 117 MW

ITALIA

Eolico: 1.291 MW

Solare: 175 MW

UK

Eolico: 249 MW

GERMANIA

Eolico: 327 MW

SVEZIA

Eolico: 62 MW

POLONIA

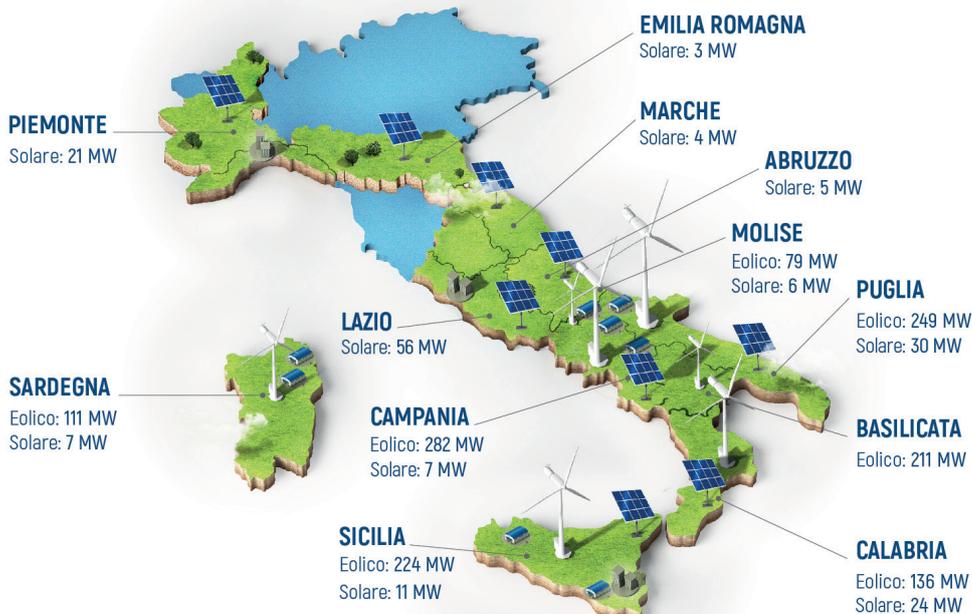
Eolico: 142 MW

ROMANIA

Eolico: 70 MW

BULGARIA

Eolico: 54 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici

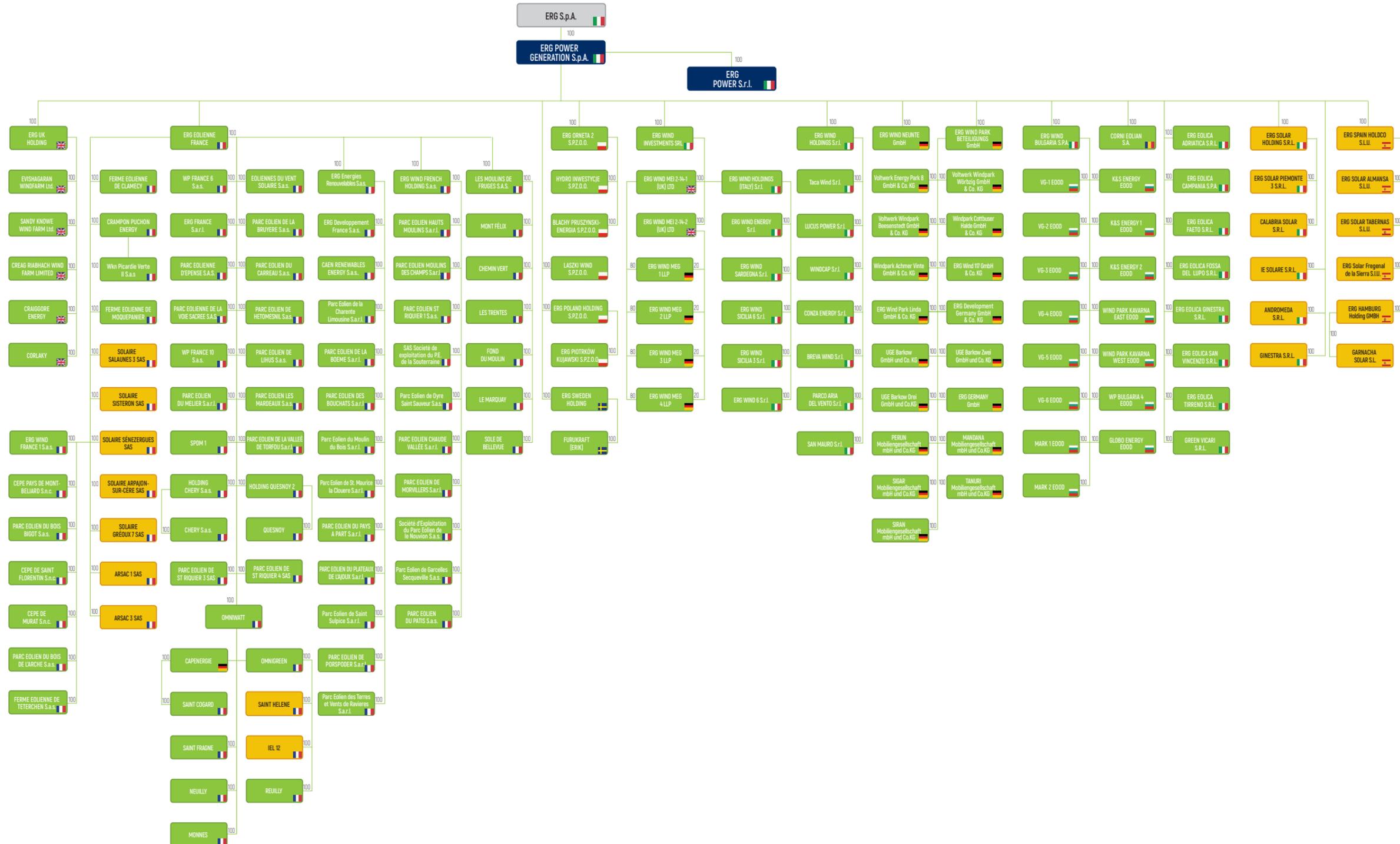


Uffici



Centri logistici O&M

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2023



MODELLO ORGANIZZATIVO

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

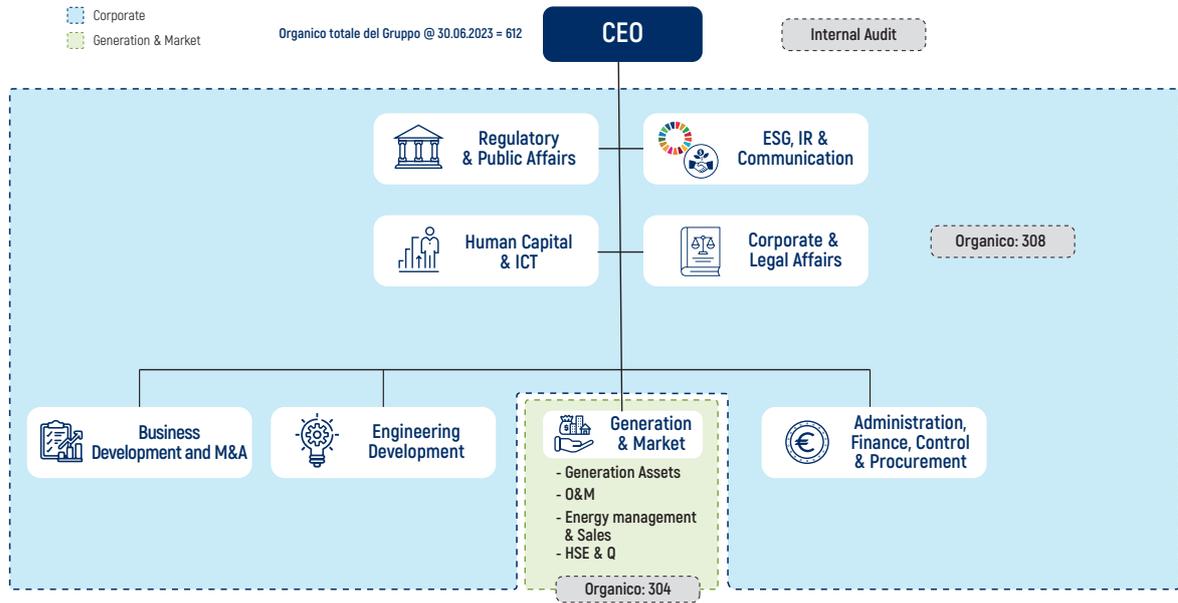
- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication

- Generation & Market, cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Solar e Thermo⁹, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di competenze che assicura l'efficienza del modello operativo e la relativa standardizzazione dei processi a livello globale;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

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

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

⁹ Business Termoelettrico in corso di cessione.



VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO SEMESTRE 2023

- **Solare Spagna**

Come già riportato nella Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2022, in data 23 dicembre 2022 ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con Renertia Investment Company un accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di una società proprietaria di un impianto solare fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella comunidad autonoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MW.

Il valore dell'operazione in termini di *enterprise value* è stato pari a 30 milioni di euro. In data 30 giugno è stato perfezionato il closing dell'operazione.

Si precisa che la neoacquisita società spagnola è consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023.

- **Solare Spagna**

In data 5 maggio 2023 ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto, attualmente in avanzata fase di costruzione per una capacità installata di 149 MW, si prevede entrerà in esercizio commerciale entro la fine del 2023. Il valore dell'operazione in termini di *enterprise value* alla Commercial Operating Date è stato valutato essere di 170 milioni di euro, di cui circa 90 milioni relativi a finanziamenti bancari, e un equity value pari a 80,5 milioni di euro. In data 23 giugno è stato perfezionato il closing dell'operazione.

La neoacquisita società spagnola è consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023. Alla luce di quanto sopracitato l'impatto sull'Indebitamento finanziario netto per "attività continue" al 30 giugno 2023 (152 milioni) non riflette gli investimenti ancora da effettuare fino all'entrata in operatività dell'impianto.

Si precisa inoltre che, nel corso del semestre, è entrato in piena operatività un parco eolico in Regno Unito per una capacità complessiva pari a 92 MW sviluppato e costruito internamente.

Inoltre, ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Partinico-Monreale, Palermo, il primo nel portafoglio del gruppo a portare a termine le operazioni di Repowering.

ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2023 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 26,98 euro, in diminuzione (-6,8%) rispetto a quella della fine del 2022 ed in linea con l'andamento dello S&P Global Energy Index (-8,9%).

Nello stesso periodo si assiste ad una crescita degli indici di borsa FTSE Mid Cap (+8,5%), dell'Euro Stoxx Utilities Index (+9,1%) e del FTSE All Share (+17,8%), la cui evoluzione è analoga a quella del FTSE MIB (+19,1%) di cui è ERG entrata a far parte dallo scorso 29 novembre.

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 25,26 Euro (29 maggio) ed un massimo di 29,74 Euro (3 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2023:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.06.2023	26,98
Prezzo massimo (03.01.2023) ⁽¹⁾	29,74
Prezzo minimo (29.05.2023) ⁽¹⁾	25,26
Prezzo medio	27,29

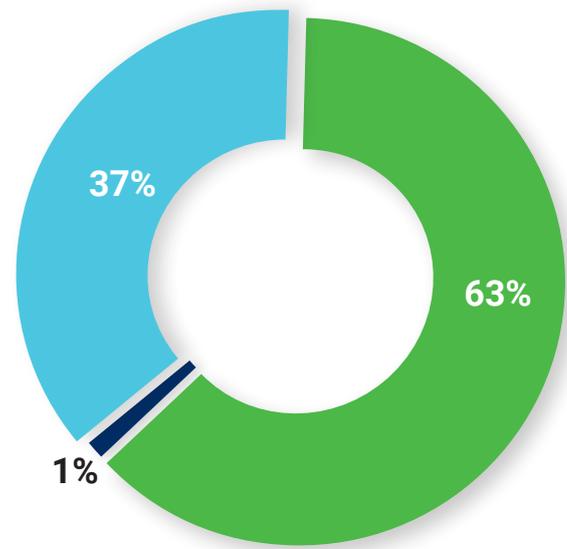
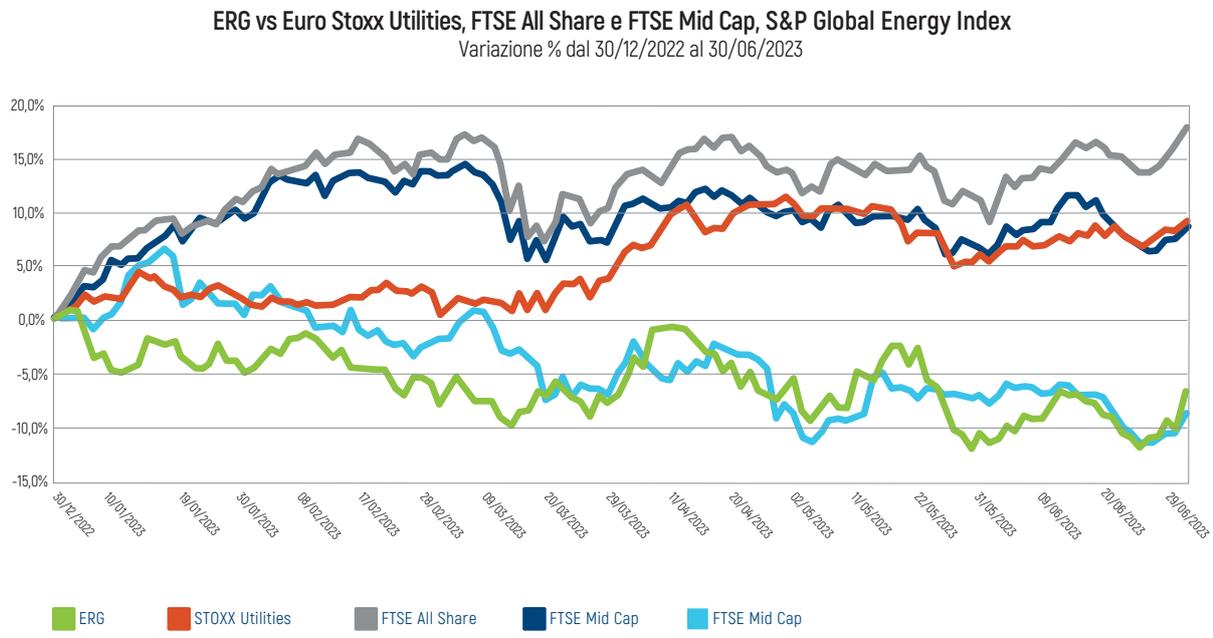
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (16.06.2023)	1.114.282
Volume minimo (20.06.2023)	147.914
Volume medio	346.955

La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 4.056 milioni di euro (4.353 milioni alla fine del 2022).

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

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2023



■ ERG S.p.A. (azioni proprie) ■ SQ Renewables S.p.A. ■ Altri inferiori al 3%

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 12/01/2023	UK & Nordics	Eolico	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO ₂ ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
Comunicato Stampa del 18/01/2023	Italia	Corporate	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54esimo posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
Comunicato Stampa del 31/01/2023	Italia	Corporate	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index con un significativo miglioramento del punteggio. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
Comunicato Stampa del 9/03/2023	Italia	Eolico	EssilorLuxottica ed ERG annunciano la firma di un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.
Comunicato Stampa del 15/03/2023	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2022, l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022/26.
Comunicato Stampa del 26/04/2023	Italia	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2022, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione ha confermato Renato Pizzolla quale Consigliere di Amministrazione e nominato Monica Mannino Presidente del Collegio Sindacale.
Comunicato Stampa del 04/05/2023	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.

Comunicato Stampa del 05/05/2023	Spagna	Solare	<p>ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto, attualmente in avanzata fase di costruzione per una capacità installata di 149 MW, si prevede entrerà in esercizio commerciale entro la fine del 2023. Il valore dell'operazione in termini di <i>enterprise value</i> è di 170 milioni di euro, con un <i>equity value</i> pari a 80,5 milioni di euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data 23 giugno.</p>
Comunicato Stampa del 09/05/2023	Italia	Eolico Solare	<p>Nuovo accordo di lungo termine tra ERG e TIM per la fornitura di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il contratto prevede l'integrazione del <i>Power Purchase Agreement</i> precedentemente siglato in data 14 maggio 2021 per la fornitura di 340GWh/ anno per 10 anni, con un volume aggiuntivo di 200 GWh annui "<i>baseload</i>" di energia 100% green prodotta da impianti rinnovabili del portafoglio ERG.</p>
Comunicato Stampa del 13/06/2023	Italia	Corporate	<p>ERG entra a far parte del Nasdaq Sustainable Bond Network, piattaforma dedicata alla Finanza Sostenibile della borsa elettronica di New York che riunisce investitori, emittenti e banche d'investimento. Dal lato dell'emittente, l'adesione permetterà al Gruppo di ampliare ulteriormente la rete di potenziali investitori internazionali attenti ai temi della sostenibilità.</p>
Comunicato Stampa del 14/06/2023	Italia	Eolico	<p>ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Partinico-Monreale, Palermo, il primo nel portafoglio del gruppo a portare a termine le operazioni di Repowering.</p> <p>Il parco, a seguito della sostituzione di tutti gli aerogeneratori obsoleti con quelli di ultima generazione, si compone di 10 turbine VESTAS V132 da 4,2 MW con una potenza installata totale di 42 MW (rispetto alle precedenti 19 turbine per un totale di 16 MW) e una produzione annua stimata di 94 GWh (rispetto ai precedenti 27 GWh).</p>
Comunicato Stampa del 16/06/2023	Italia	Eolico	<p>ERG è stata promossa da MSCI Inc., una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali in ambito ESG (ambientali, sociali e di governance), al rating "AAA", in miglioramento rispetto al rating "AA" del 2022, facendola rientrare nella categoria "Leader". ERG si è collocata tra le migliori 18 Utilities a livello internazionale, tra le 138 del settore analizzate da MSCI per le performance ESG, e le circa 2900 aziende esaminate a livello globale.</p> <p>ERG, inoltre, risulta tra i Top Performer ESG Identity, all'interno dell'"Integrated Governance Index 2023", l'indice che verifica il grado di integrazione dei fattori ESG nelle strategie aziendali, ponendola tra le best practice italiane in tema di corporate governance. Il Gruppo ha raggiunto la quarta posizione, in netto miglioramento rispetto alla decima registrata lo scorso anno.</p>

Comunicato Stampa del 29/06/2023	Italia	Termoelettrico	ERG ha firmato un accordo un accordo Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia - al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso.
Comunicato Stampa del 30/06/2023	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain Holco, ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale di Instalacion Fotovoltaica Arericsol VIII, società proprietaria di un impianto fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, con una capacità installata di 25 MW.

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

Nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, già descritte nel Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2022.

L'applicazione di tali misure ha comportato restituzioni per un impatto negativo nel primo semestre 2023 pari a circa 7 milioni sul margine operativo lordo (6 milioni sul risultato netto delle attività continue).

Nella tabella sottostante è proposta la rappresentazione dei risultati adjusted del Gruppo sia al lordo che al netto degli effetti delle misure transitorie (*clawback measures / windfall taxes*) al fine di dare la rappresentazione più trasparente possibile circa gli impatti nel 2023 e nel 2022, di natura straordinaria e temporanea, derivante dalle norme introdotte in diverse *country* al fine di contrastare l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica.

FY 2022	<i>(milioni di Euro)</i>	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
749	Ricavi (gross clawback)	377	374	3
35	(-) clawback measures	7	5	2
7	Italia	0	-	0
7	Francia	2	-	2
2	Germania	-	-	-
19	Est Europa	5	5	(0)
714	Margine operativo lordo (net clawback)	370	369	1
537	Margine operativo lordo (gross clawback)	270	277	(7)
35	(-) clawback measures	7	5	2
7	Italia	0	-	0
7	Francia	2	-	2
2	Germania	-	-	-
19	Est Europa	5	5	(0)
502	Margine operativo lordo (net clawback)	263	272	(9)
216	Risultato netto attività continue (gross clawback e windfall tax)	121	122	(1)
83	(-) clawback measures e windfall tax⁽¹⁾	6	40	(34)
61	Italia	-	36	(36)
5	Francia	2	-	2
2	Germania	-	-	-
16	Est Europa	4	4	(0)
133	Risultato netto attività continue (net clawback e windfall tax)	116	82	34

(1) Il primo semestre 2022 comprendeva misure di windfall tax rilevate alla riga imposte pari a 36 milioni, derivanti dal d.l. del 21 marzo 2022

Per chiarezza espositiva, nel presente documento i risultati *adjusted* saranno rappresentati, al netto di tali oneri e saranno quindi da intendersi "net clawbacks e windfall taxes".

HIGHLIGHTS

Adjusted ⁽²⁾		Reported ⁽¹⁾		Adjusted ⁽²⁾	
Anno		1° semestre		1° semestre	
2022	(milioni di Euro)	2023	2022	2023	2022
PRINCIPALI DATI ECONOMICI					
714	Ricavi	370	369	370	369
502	Margine operativo lordo	269	275	263	272
273	Risultato operativo netto	156	158	155	165
133	Risultato netto attività continue	116	72	116	82
149	Risultato netto	80	407	108	83
145	di cui Risultato netto di Gruppo	79	405	107	81
PRINCIPALI DATI FINANZIARI					
3.357	Capitale investito netto attività continue⁽³⁾	3.674	2.793	3.506	2.655
2.059	Patrimonio netto	2.076	1.935	2.082	1.939
1.434	Indebitamento finanziario netto attività continue ⁽³⁾	1.690	1.160	1.516	1.019
212	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	188	225	188	225
41%	Leva finanziaria	45%	37%	42%	34%
72%	Ebitda Margin %	73%	73%	71%	74%
DATI OPERATIVI					
2.944	Totale capacità installata a fine periodo			3.087	2.554
					<i>MW</i>
4.956	Totale produzioni di energia elettrica			2.989	2.655
					<i>GWh</i>
1.440	Capacità installata Italia a fine periodo			1.466	1.234
					<i>MW</i>
2.312	Produzione di energia elettrica in Italia			1.349	1.252
					<i>GWh</i>
600	Capacità installata Francia a fine periodo			600	600
					<i>MW</i>
1.076	Produzione di energia elettrica in Francia			650	547
					<i>GWh</i>
327	Capacità installata Germania a fine periodo			327	327
					<i>MW</i>
556	Produzione di energia elettrica in Germania			306	321
					<i>GWh</i>
219	Capacità installata UK & Nordics a fine periodo			311	70
					<i>MW</i>
226	Produzione di energia elettrica UK & Nordics			218	115
					<i>GWh</i>
92	Capacità installata Spagna a fine periodo			117	92
					<i>MW</i>
171	Produzione di energia elettrica in Spagna			91	87
					<i>GWh</i>
266	Capacità installata in Est Europa			266	231
					<i>MW</i>
615	Produzione di energia elettrica in Est Europa			376	334
					<i>GWh</i>
946	Investimenti⁽⁵⁾			311	218
					<i>milioni di Euro</i>
573	Dipendenti a fine periodo⁽⁶⁾			612	566
					<i>Unità</i>
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁷⁾					
134	Italia - Eolico			117	124
					<i>Euro/MWh</i>
317	Italia - Solare			345	327
					<i>Euro/MWh</i>
91	Francia - Eolico			93	92
					<i>Euro/MWh</i>
96	Francia - Solare			96	98
					<i>Euro/MWh</i>
168	Germania - Eolico			152	143
					<i>Euro/MWh</i>
151	UK & Nordics - Eolico			83	183
					<i>Euro/MWh</i>
126	Spagna - Solare			130	142
					<i>Euro/MWh</i>
139	Est Europa - Eolico			100	147
					<i>Euro/MWh</i>

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

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

(3) L'indebitamento finanziario netto attività continue adjusted e il Capitale Investito Netto attività continue adjusted sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 e dell'IFRS 5.

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

(5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del primo semestre 2023 include gli investimenti relativi a operazioni di Merger & Acquisition delle recenti acquisizioni in Spagna pari a 182 milioni, consolidate patrimonialmente dal 30 giugno 2023, mentre il dato del primo semestre 2022 comprendeva gli investimenti relativi a operazioni di Merger & Acquisition pari a 96 milioni a seguito dell'acquisizione di due parchi fotovoltaici in Spagna (92 MW).

(6) Il numero dei dipendenti non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT destinata ad essere ceduta.

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

Nel primo semestre 2023 i **ricavi adjusted** sono pari a 370 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2022 (369 milioni), a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e ad inizio del 2023, sostanzialmente compensato dai minori prezzi di mercato in tutte le countries e dalle minori produzioni eoliche e solari registrate del semestre.

Le produzioni sono risultate pari a 3,0 TWh, in aumento di 0,3 TWh rispetto 2022 (+13%), grazie al contributo dei nuovi parchi che ha più che compensato le minori produzioni dovute alle scarse condizioni anemologiche registrate rispetto al medesimo periodo del 2022. Il primo semestre risulta caratterizzato da prezzi di mercato fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del 2022, che hanno influito solo marginalmente sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari.

Si precisa che il **marginale operativo lordo adjusted** è pari a 263 milioni nel primo semestre 2023 (272 milioni nel primo semestre 2022).

ITALIA

- **Eolico (110 milioni)**: margine operativo lordo, in lieve riduzione rispetto al primo semestre 2022 (113 milioni) per effetto della minor ventosità riscontrata e dei minori prezzi di mercato catturati, in particolare per l'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 euro al MWh nel 2022), in parte compensati dal perimetro derivante dall'acquisizione di parchi eolici effettuata nel secondo semestre 2022 ed ai primi contributi derivanti dal parco entrato in esercizio nel mese di giugno. Le produzioni sono state pari a 1.224 GWh nel primo semestre 2023 rispetto ai 1.129 GWh del primo semestre 2022 principalmente per effetto perimetro (+170 GWh).
- **Solare (38 milioni)**: margine operativo lordo pari a 38 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2022 (36 milioni) per effetto dell'acquisizione di parchi fotovoltaici effettuata nel secondo semestre 2022 (+21 GWh) in parte compensato da un minor irraggiamento registrato nel semestre. Le produzioni sono state pari a 125 GWh nel primo semestre 2023 rispetto a 122 GWh del primo semestre 2022.

ESTERO

- **Eolico (114 milioni)**: margine operativo lordo pari a 121 milioni, in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2022 (121 milioni) prevalentemente per effetto dei minori prezzi di mercato catturati in alcune geografie in parte

compensato dal contributo derivante dalla capacità dei parchi costruiti internamente nel corso del 2022 e nei primi mesi del 2023. La variazione riflette inoltre maggiori restituzioni (*clawback measures*) per circa 2 milioni di Euro. Le produzioni sono state pari a 1.499 GWh nel primo semestre 2023 rispetto ai 1.266 GWh del primo semestre 2022 principalmente per effetto perimetro (+222 GWh).

- **Solare (12 milioni):** margine operativo lordo in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2022 (14 milioni) per effetto di minori prezzi di mercato in parte compensati da un miglior irraggiamento in Spagna. Le produzioni sono state pari a 141 GWh nel primo semestre 2023 rispetto ai 138 GWh del primo semestre 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato alla maggiore capacità è pari a 37 milioni grazie al pieno contributo degli impianti costruiti internamente ed entrati in esercizio, oltre che alle acquisizioni effettuate nel corso del 2022. Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 155 milioni (165 milioni nel primo semestre 2022). Gli ammortamenti sono pari a 109 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2022 (107 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi assets (19 milioni) pienamente compensato sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (11 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (6 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Si precisa che, il **risultato netto delle attività continue adjusted** è pari a 116 milioni nel primo semestre 2023 (82 milioni nel primo semestre 2022) e riflette oltre a quanto già commentato, anche oneri finanziari per 5 milioni (12 milioni nel primo semestre 2022) in significativa diminuzione a seguito dell'ottimizzazione della struttura del capitale e della migliore remunerazione della liquidità.

Come già indicato in premessa, la voce riflette le misure delle *clawback* e *windfall taxes*, che hanno comportato restituzioni con un impatto negativo (*net tax*) stimabile in 6 milioni di Euro sul risultato netto (40 milioni nel primo semestre 2022, inclusivi di cui *clawback* per 4 milioni e *windfall taxes* per 36 milioni, in applicazione dell'art.37 del D.L. 21 marzo 2022¹⁰).

Il risultato netto di Gruppo adjusted, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l. ¹¹ proprietaria dell'impianto

¹⁰ Si ricorda che l'impatto era stato calcolato sulla base di un'aliquota pari al 25% per il periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2021 e il 30 aprile 2022. L'importo indicato considerava il perimetro relativo le attività continue, non comprensivo di ulteriori 4 milioni relativi al business termoelettrico, in corso di cessione, rilevato nelle attività discontinue.

¹¹ Si precisa che i risultati *adjusted* delle discontinued operations includono sia il pieno contributo degli ammortamenti del business termoelettrico che gli effetti della svalutazione dell'impianto CCGT in corso di cessione (38 milioni). Si segnala che il margine operativo lordo del CCGT nel primo semestre 2023 è stato pari a circa 5 milioni.

CCGT rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a 107 milioni, in aumento rispetto al risultato del primo semestre 2022 (81 milioni).

Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 79 milioni. I valori del primo semestre 2022 (405 milioni) includevano la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (pari a circa 324 milioni).

Il risultato del primo semestre 2023 riflette gli special item tra i quali in particolare la svalutazione dell'impianto CCGT per un ammontare pari a 38 milioni di Euro.

Nel primo semestre 2023, gli **investimenti** sono stati pari a 311 milioni (218 milioni nel primo semestre 2022) e si riferiscono principalmente alle acquisizioni di due parchi solari in Spagna (182 milioni) avvenute nel mese di giugno 2023 e alle attività di sviluppo organico (130 milioni di Euro rispetto ai 122 milioni nel primo semestre 2022), correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica, oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW e Svezia per 62 MW. Si segnala inoltre l'avvio delle attività di costruzione di due parchi Greenfield in Francia per 50 MW.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.516 milioni**, in aumento (81 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022 (1.434 milioni). La variazione riflette principalmente l'effetto delle acquisizioni di due parchi fotovoltaici in Spagna (182 milioni), gli investimenti del periodo (130 milioni) principalmente correlati allo sviluppo sui progetti di Repowering in Italia, i dividendi distribuiti agli azionisti (152 milioni) parzialmente compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (316 milioni ¹²), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 23 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2022).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 30 giugno 2023, a 174 milioni.

¹² Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

BASIS FOR PREPARATION

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2023, 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

Si ricorda che a partire dal 2022, a seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del business idroelettrico e che sarà completato con la probabile cessione del business termoelettrico nel corso del 2023, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera. Si precisa che i risultati, esposti per area geogra-

fica, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione.

Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

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

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 29 giugno 2023 ERG ha firmato un accordo con Acheron Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è pari a 191,5 milioni di euro inclusivo di poste legate al capitale circolante e a crediti fiscali per complessivi 88,5 milioni di euro, di cui è previsto l'incasso tra il signing ed il closing. Gli accordi inoltre prevedono alcuni earn-outs relativi all'andamento del business nel 2024 e 2025 nonché alcune poste di natura fiscale per complessivi 14 milioni di euro circa che porterebbero la valorizzazione dell'impianto a complessivi 205,5 milioni di euro. Il prezzo, basato su una Locked Box Date al 1° gennaio 2023, sarà soggetto ad aggiustamenti al closing sulla base dei meccanismi previsti dal contratto. Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia - al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso.

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

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Anno 2022		1° semestre	
		2023	2022
Scenario prezzi base load (Euro/MWh)			
Italia			
304	PUN ⁽¹⁾	136	249
43	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	0	43
121	TTF	45	96
80	CO ₂	86	83
Eestero			
276	Francia	111	229
235	Germania	104	186
207	Polonia	167	189
167	<i>di cui Energia Elettrica</i>	122	142
40	<i>di cui Certificati d'Origine</i>	44	47
253	Bulgaria	109	205
295	Romania	139	240
265	<i>di cui Energia Elettrica</i>	109	211
29	<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
226	Irlanda del Nord	136	203
241	Gran Bretagna	123	212
168	Spagna	88	206
152	Svezia SE4	81	125

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

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI

INCENTIVI ITALIA

Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni.
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti (a partire dalla sesta asta anche se non hanno aderito al c.d. "Spalmaincentivi") sebbene con un aumento del 5% del ribasso offerto. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo della tariffa spettante un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9.

Solare

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.
- Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo:
 - a. estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b. un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c. riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.

- Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a. siano autorizzati;
 - b. utilizzino componenti nuovi;
 - c. rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola; tale divieto non si applica agli impianti agrovoltaici che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, adottino soluzioni integrative innovative tali da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrovoltaici è inoltre subordinato, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico e la produttività agricola.

INCENTIVI ESTERO

Germania Eolico

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

Germania Solare

- Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021, EEG 2023). Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere alle aste purché di capacità non superiore a 20 MW. Per l'anno 2023, tale limite viene derogato dalla disposizione transitoria (§ 100 EEG 2023), e anche impianti più grandi potranno partecipare alle aste 2023 purché di capacità non superiore a 100MW".
- Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;

Francia Eolico

- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400.
- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: feed-in premium (FIP). La FIP è articolata in più componenti: *complément de rémunération*, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.
- Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta (per l'aggiudicazione di incentivi di durata 20 anni parzialmente adeguati ad indici inflattivi su base annua) o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW e che rispettano specifici criteri.

Francia Solare

- Introdotta nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW.
- A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie di durata 20 anni, parzialmente adeguato ad indici inflattivi su base annua.

Bulgaria Eolico

- Tariffa (feed-in tariff – FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.

Polonia Eolico

- Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%.
- Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo, di durata fino a 15 anni, è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie).

Romania Eolico

- Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
 - a. periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
 - b. il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- Il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/MWh e 29,4 €/MWh.
- La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

Spagna Solare

- Regimen Especifico, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "Retribución a la Inversión" (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in €/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto. È anche previsto un ulteriore elemento di integrazione dei ricavi, espresso in €/MWh, qualora necessario, a copertura dei costi operativi "Retribucion a la Operacion"
- A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della "Retribución a la Inversión" (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv
- A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.

AGGIORNAMENTI NORMATIVI E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL SEMESTRE

UNIONE EUROPEA

• Commissione europea - Piano industriale Green Deal

Nel marzo 2023 la Commissione europea ha presentato il «Piano industriale Green Deal», composto da (i) il «Net Zero Industry Act (NZIA)» volto a rafforzare la base industriale dell'UE per le tecnologie pulite, (ii) norme temporaneamente più flessibili in materia di aiuti di Stato e (iii) il «Critical Raw Material Act (CRMA)» per aumentare la capacità dell'Europa di approvvigionarsi e raffinare materie prime critiche.

Il NZIA mira a sostenere gli investimenti nella capacità manifatturiera nelle tecnologie *green* in Europa. Per l'eolico, stabilisce un obiettivo di capacità produttiva domestica annuale di 36 GW. Viene pure proposto che i governi nazionali adottino anche criteri diversi dal prezzo per l'aggiudicazione delle aste rinnovabili, come la sostenibilità ambientale, l'integrazione del sistema energetico, la resilienza delle catene di approvvigionamento.

Il CRMA include un elenco di materiali critici per l'industria delle rinnovabili come le terre rare utilizzati nei magneti permanenti, il rame per i cavi e il litio per le batterie. L'obiettivo è di estrarre in Europa almeno il 10% delle materie prime critiche utilizzate nell'Unione, mentre almeno il 40% di esse dovrebbe essere trasformato in loco.

È pure previsto che entro il 2050 il 15% del consumo annuo di alcune materie prime nell'Unione venga riciclato.

• Commissione europea – atti normativi del pacchetto «Fit for 55»

Nel maggio 2023 sono stati pubblicati diversi atti normativi previsti dal pacchetto «Fit for 55» per il raggiungimento dell'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di gas-serra del 55% rispetto al 1990, stabilito dalla Climate Law del 2021.

In particolare si tratta del Regolamento 2023/956 che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM), della Direttiva 2023/959 sulla revisione del sistema ETS, del Regolamento 2023/957 per l'inclusione delle attività di trasporto marittimo nel sistema ETS, della Direttiva 2023/958 sul contributo del trasporto aereo all'obiettivo di riduzione delle emis-

sioni, del Regolamento 2023/955 che istituisce un Fondo sociale per il clima, modificando un precedente provvedimento.

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

• Pacchetto REPowerEU e regolamenti successivi

Nel maggio 2022 la Commissione Europea ha pubblicato la comunicazione «REPowerEU» per rendere l'Europa più resiliente in materia energetica ed indipendente dai combustibili fossili russi ben prima del 2030, in risposta alla crisi del settore energetico acuita dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.

A tale comunicazione è seguita l'adozione di diversi **regolamenti del Consiglio dell'Unione Europea di carattere temporaneo** afferenti diversi ambiti del settore energetico. I principali provvedimenti, in base all'impatto, sono riassunti qui di seguito.

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

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

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

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

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

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

Il limite non si applica ai Contratti per differenza a 2 vie, alle tariffe feed-in e ad altre forme di limitazione alle entrate non correlate alla crisi energetica in corso. L'applicazione del limite è prevista dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023, con la possibilità di prolungamento e/o modifica dopo opportuna valutazione da parte della Commissione europea (si rimanda alla tabella di sintesi per le specifiche applicazioni nei Paesi in cui ERG opera).

Dalla valutazione della Commissione, pubblicata a giugno 2023, emerge che non è necessaria l'estensione oltre il suddetto termine del 30 giugno per nessuna delle misure contenute nel regolamento,

Attraverso tale valutazione la Commissione ha pure evidenziato come il cap infra-marginale sia notevolmente variabile tra gli Stati membri, comportando notevoli complessità attuative per gli operatori. Afferma inoltre che le divergenti strategie di attuazione tra gli Stati membri hanno causato incertezza per gli investitori nel settore delle rinnovabili e che l'estensione degli attuali cap innalzerebbe tale incertezza insieme ai rischi di distorsione del funzionamento del mercato e di rallentamento della transizione ecologica;

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

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

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

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

zione ambientale strategica (VAS).

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

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

Nello stesso mese è stato emesso il Regolamento n. 2022/2578 che istituisce un limite dinamico al prezzo del gas naturale, applicabile a partire dal 15 febbraio 2023 fino al 1° febbraio 2024.

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

ITALIA

- **PNIEC – proposta di revisione inviata alla Commissione Europea**

A fine giugno 2023 il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha trasmesso alla Commissione Europea la proposta di aggiornamento del Piano Nazionale integrato Energia e Clima. L'iter di aggiornamento del Piano condurrà alla approvazione definitiva del nuovo testo entro giugno 2024.

Dalle prime evidenze, da confermare una volta circolato il documento ufficiale

sono stati incrementati gli obiettivi di capacità installata al 2030 nel settore eolico e fotovoltaico, rispettivamente di circa 28 GW (di cui 2 GW offshore) e circa 80 GW. Dovrebbe inoltre proseguire il processo di semplificazione dei procedimenti autorizzativi, nonché essere confermato lo strumento delle aste CfD come principale meccanismo di supporto allo sviluppo delle rinnovabili. Per i contratti tra privati di lungo termine (PPA) dovrebbero inoltre essere introdotti meccanismi di garanzia tramite il GSE o CONSIP (Centrale acquisti della pubblica amministrazione italiana).

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

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

Tra le principali disposizioni, a tutt'oggi non ancora attuale, la conferma delle aste CfD per gli impianti rinnovabili di taglia industriale e l'incarico alle Regioni di individuare le "Aree idonee" per gli impianti rinnovabili,

intese come aree ad «elevato potenziale» di installazione di tali tecnologie.

Sono già considerate idonee – e quindi soggette a semplificazione autorizzativa - le aree di impianti soggetti a repowering “non sostanziali” secondo il DL Semplificazioni 2021.

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

Lo scorso 1° gennaio 2023 è stato avviato il periodo di consegna per l’asta del Capacity Market del novembre 2019.

Il Gruppo ERG è risultato assegnatario di 340 MW di capacità riferita all’impianto CCGT di Priolo con prezzo di aggiudicazione di 33 k€/MW CDP/anno, in analogia rispetto all’anno 2022.

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

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

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

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

Sulla base di tali disposizioni, a decorrere dal settembre 2022 è in vigore un programma di massimizzazione della produzione elettrica con combustibili diversi dal gas naturale (carbone, olio combustibile, bioliquidi sostenibili), nell'ambito del quale ARERA e TERNA hanno definito rispettivamente criteri e modalità applicative. Il programma è stato esteso fino al 30 settembre 2023.

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

A gennaio 2022 è stato pubblicato il Decreto-legge n. 4/2022 “sostegni-ter”, poi convertito in legge, che introduce misure per il contenimento degli effetti degli

aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

Uno specifico articolo, poi sostituito da un’analogia disposizione contenuta nel successivo Decreto n. 13/2022 “Anti-frodi”, prevede che a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 30 giugno 2023 sull’energia elettrica prodotta da alcuni impianti a fonti rinnovabili, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia.

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

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

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

Con il Decreto-legge n. 176/2022 “aiuti-quater”, pubblicato a dicembre 2022 e convertito in legge a gennaio 2023, sono stati stanziati ulteriori fondi contro il caro-energia. Per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, sono previste disposizioni concernenti la Commissione tecnica PNRR-PNIEC, con la previsione dell’aumento dei membri della Commissione dagli attuali 40 a 70.

- **ARERA Delibere 266/2022 e 143/2023**

Nel giugno 2022 l’ARERA ha pubblicato la delibera che definisce le modalità operative per l’adempimento al meccanismo di compensazione previsto dal Decreto “Sostegni-ter”.

In sintesi, entro il 10 agosto 2022, i produttori interessati alla misura erano tenuti a fornire al GSE le informazioni richieste; entro ottobre 2022 è avvenuta la

prima regolazione delle partite economiche da parte del GSE relative al periodo febbraio-agosto ed entro maggio 2023 sarebbe dovuta avvenire la regolazione delle partite economiche a conguaglio, sulla base dei dati a consuntivo.

A seguito di una serie di azioni legali intraprese da diversi operatori di settore contro la Delibera ARERA 266/2022 (oltre 1000), il TAR Lombardia ha annullato la Delibera 266/2022.

Nell'aprile 2023 l'ARERA ha quindi emesso la Delibera n.143 2023 / eel contenente sia le disposizioni afferenti al "Decreto Sostegni TER" (per il solo periodo dal 1 gennaio 2022 al 30 giugno 2023) che l'applicazione del tetto ai ricavi dalla vendita di elettrica immessa dagli impianti di produzione «infra marginali» previsto dalla Legge di Bilancio 2023, secondo il regolamento del Consiglio Europeo n. 2022/1854. La precedente Del 266/2022 resta valida per le disposizioni afferenti al DL Sostegni TER nel periodo dal 1 febbraio 2022 al 31 dicembre 2022, ma vengono emendati gli aspetti relativi alle partite economiche, prevedendo che il GSE dia attuazione alle misure direttamente al conguaglio alla fine del periodo di applicazione.

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

Nel maggio 2022 è stata pubblicata la legge di conversione del Decreto-legge n. 21 2022 (detto "Ucraina-bis" o "Taglia Prezzi") che contiene la disposizione sul **"Contributo straordinario contro il caro bollette"**, modificata poi da un ulteriore Decreto-legge - n. 50/2022 – convertito dalla legge n. 91 del 15 luglio 2022 relativo alle politiche energetiche nazionali e crisi ucraina" (detto "Aiuti").

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

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

Attraverso la Legge di Bilancio 2023, è stato confermato che sono esclusi dalla extra-tassazione i saldi derivanti da operazioni di cessione e di acquisto di azioni, obbligazioni o di altri titoli non rappresentativi di merci e quote sociali che intercorrono tra i soggetti destinatari della misura.

La legge contiene pure alcune **disposizioni a favore dello sviluppo delle energie rinnovabili.**

Tra gli interventi sottoposti a dichiarazione di inizio la-

vori asseverata (DILA), per gli impianti eolici è inclusa la sostituzione del rotore qualora l'aumento della dimensione delle pale sia contenuto entro il 20%.

Per gli impianti fotovoltaici a terra, invece sono soggetti a DILA gli interventi che, pur prevedendo la sostituzione di moduli e altri componenti anche con modifica del layout dell'impianto, comportino una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 50%. Viene inoltre elevata a 20 MW la soglia oltre cui effettuare il procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA) e quello di screening VIA per alcune tipologie di progetti fotovoltaici.

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

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

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

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

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

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

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

Tale meccanismo non si applica, fra l'altro, all'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 1° dicembre 2022 se non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e stipulati a un prezzo medio inferiore al *cap*, all'energia elettrica oggetto di contratti di ritiro conclusi dal GSE ai sensi della legge

sull'*Electricity release*, agli impianti a fonti rinnovabili con contratti di incentivazione attivi regolati con meccanismi a due vie e agli impianti a fonti rinnovabili con contratti che prevedono il ritiro dell'energia a "tariffa omnicomprensiva", nonché all'energia elettrica condivisa nell'ambito delle comunità energetiche e dell'autoconsumo.

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

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

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

- **Decreto-legge "milleproroghe" e legge di conversione.**

A fine dicembre 2022 è stato pubblicato il Decreto-Legge n. 198/2022 "milleproroghe", convertito in legge a fine febbraio 2023. In particolare, si prevede la proroga delle delega legislativa per razionalizzazione e la semplificazione della disciplina sulle fonti rinnovabili, l'estensione temporale del programma di utilizzo di combustibili convenzionali per ridurre la dipendenza dal gas naturale del sistema energetico, il differimento al 30 giugno 2023 della scelta di partecipare ad un sistema di smaltimento collettivo dei moduli solari a fine vita..

- **Ulteriori provvedimenti di semplificazione per gli impianti rinnovabili.**

Nel febbraio 2023 è stato emanato il Decreto-legge 13/2023 detto «Semplificazioni 2023».

Per le energie rinnovabili viene eliminata la necessità di presentare con l'istanza di VIA il riscontro del soprintendente alla verifica preventiva di interesse archeologico. Tale verifica non pregiudica l'adozione del provvedimento di VIA.

Vengono introdotte disposizioni per il funzionamento della Soprintendenza speciale per gli interventi previsti

dal PNRR, mentre viene ridotta a 3 chilometri la fascia di rispetto dai beni sottoposti a tutela per gli impianti eolici e a 500 metri quella per gli impianti fotovoltaici. Si dispone inoltre che il parere del Ministero della Cultura risulta vincolante solo per l'autorizzazione dei progetti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela naturalistico-culturale.

Nelle aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale nonché in discariche, gli impianti fotovoltaici a terra sono liberamente installabili salvo che l'intervento ricada in zona sottoposta a vincolo paesaggistico.

Viene inoltre stabilito che l'autorizzazione unica sia rilasciata a seguito di un procedimento unico e comprenda il provvedimento di VIA; ove previsto, costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto. Il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è pari a 150 giorni.

Gli impianti fotovoltaici ubicati in aree agricole al di fuori di aree protette o appartenenti a Rete Natura 2000 sono considerati manufatti strumentali all'attività agricola e, se rispondenti ad alcuni vincoli tecnico-economico-societari, sono liberamente installabili.

Tramite la legge di conversione del Decreto-legge "Bollette 2023" emessa a maggio 2023 viene stabilito che per l'installazione di sistemi fotovoltaici nelle strutture turistiche o termali è temporaneamente sufficiente la dichiarazione di inizio lavori asseverata per realizzazioni su coperture piane o falde, se di potenza fino a 1 MW e destinati all'autoconsumo; sono previsti alcuni ulteriori adempimenti in caso di installazioni nei centri storici o in aree a tutela paesaggistica.

- **Legge di conversione del Decreto-legge "PNRR"**

Nell'aprile 2023 è stata pubblicata la legge di conversione del decreto-legge "PNRR" n. 13/2023.

La legge dispone che per l'autorizzazione di alcuni progetti fotovoltaici e per gli impianti agro-voltaici distanti non più di 3 Km dalle aree industriali, si ricorre alla PAS (procedura autorizzativa semplificata) con differenti limiti in materia ambientale in base alla taglia dell'impianto.

Per i progetti fotovoltaici in aree industriali con potenza fino a 20 MW è prevista la mera comunicazione di edilizia libera; per i progetti in "aree idonee plus" specificamente elencate sono applicate le medesime soglie in materia di valutazione ambientale.

- **ARERA – Delibera 247/2023 di approvazione del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.**

Nel giugno 2023 l'ARERA ha pubblicato la delibera di approvazione dei criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di

capacità di stoccaggio previsto dal D.lgs. 8 novembre 2021, n. 210 di recepimento della Direttiva sul mercato elettrico (EU) 2019/944.

Sono previste aste periodiche indette da Terna per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio messa poi a disposizione degli operatori per lo scambio di prodotti di *time-shifting* tramite una piattaforma definita dal Gestore di Mercati Energetici (GME). Il meccanismo si rivolge ai soli impianti nuovi autorizzati non incentivati per tutto il periodo di consegna.

Terna definirà uno o più contratti standard per lo scambio dei prodotti, in base ai fabbisogni e le tecnologie attivate. La ripartizione della capacità di stoccaggio aggiudicata è definita da Terna.

Il GME organizza una piattaforma centralizzata per la negoziazione, attraverso aste competitive, di tali contratti, inclusa la cessione di quelli già acquisiti. È pure prevista la possibilità di una fase sperimentale di avvio del sistema, opportunamente semplificata.

La misura è subordinata alla verifica di compatibilità con le linee guida sugli aiuti di Stato da parte della Commissione Europea.

A marzo 2023 ARERA ha approvato diverse modifiche al Codice di Rete implementate e messe in consultazione da Terna. Di particolare rilevanza l'estensione, in vigore dal 1° luglio 2023, dell'idoneità alla fornitura di riserva primaria di potenza agli impianti eolici, fotovoltaici e ai sistemi di accumulo elettrochimico che soddisfino i requisiti tecnici previsti dal Codice di rete stesso, con l'obbligo di erogazione in capo a tutte le unità abilitate;

GERMANIA

• Riforma EEG 2023

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Per gli impianti eolici e fotovoltaici, il margine di sicurezza di 30 €/MWh è aumentato del 6% del prezzo

mensile medio tedesco catturato dalla stessa tecnologia.

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

Il 9 giugno 2023 il Governo Federale si è espresso terminando il meccanismo al 30 giugno 2023.

• **Implementazione Regolamento temporaneo sui procedimenti autorizzativi (permitting) del Consiglio Europeo n. 2022/2577**

Nel marzo 2023 il Governo federale ha approvato le disposizioni definite dal Regolamento di emergenza UE sul permitting delle rinnovabili (Regolamento UE 2022/2577).

Le misure saranno direttamente implementate nelle aree già sottoposte ad una valutazione ambientale strategica; in tali aree,

la valutazione di impatto ambientale non è più richiesta e saranno introdotte ulteriori semplificazioni sul processo di valutazione delle specie protette.

Restano direttamente applicabili le altre disposizioni del regolamento, inclusa la valutazione di impatto ambientale per la sola capacità incrementale per gli interventi di repowering.

UK

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

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

In ogni caso, a decorrere dal 1° aprile 2023 la tariffa relativa al bilanciamento della rete sarà sostenuta al 100% dalla domanda e pertanto tale onere (BSUoS) non si applicherà più ai produttori.

• **Limitazione ai ricavi da vendita di energia elettrica (Electricity Generator Levy)**

A fine dicembre 2022 sono state pubblicate alcune indicazioni sul calcolo dell'Energy Generator Levy (EGL), mirato a limitare i ricavi da vendita di energia elettrica per i produttori da tecnologie "infra-marginali" quali l'eolica e la fotovoltaica.

La misura è applicata dal 1° gennaio 2023 al 31 marzo 2028, rivolta a gruppi industriali o singole società che generano più di 50 GWh/anno di elettricità. Le tecnologie coinvolte sono le fonti nucleari, rinnovabili (comprese le biomasse) ed i rifiuti. È però esclusa l'energia elettrica venduta attraverso contratti alle differenze aggiudicati ad asta (CfD) ed i meccanismi di incentivazione quali ROC, REGO. Dal computo sono esclusi gli sbilanciamenti, i proventi dal mercato dei servizi ancillari e da Capacity Market.

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

Il Prezzo di riferimento è pari a £ 75/MWh dal 2023 fino ad aprile 2024, poi annualmente indicizzato all'inflazione su base fino al 31 marzo 2028, mentre la franchigia è di £ 10 milioni/anno a livello di gruppo societario.

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

La misura, approvata con lo Spring Budget 2023, è contenuta nella Finance Amendment Bill 2023 in corso di approvazione alle Camere e sarà oggetto del Royal Assent.

FRANCIA

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

Nel maggio 2022 la CRE ha pubblicato le nuove specifiche per l'asta RES, applicabili dall'ottobre 2022. È prevista la possibilità, sotto condizioni, di partecipazione alle aste di impianti rinnovabili installati su aree agricole incolte da oltre 5 anni o adibite ad allevamento / pastorizia.

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

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

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

La misura si applica retroattivamente dal 1° luglio 2022 al 31 dicembre 2023, con tre diversi periodi di pagamento delle partite economiche (1° luglio 2022 – 30 novembre 2022; 1° dicembre 2022 – 30 giugno 2023; 1° luglio 2023 – 31 dicembre 2023).

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

Il Decreto 522/2023 del 28 giugno 2023, stabilisce le modalità di pagamento del contributo inframarginale, attraverso il modulo di liquidazione IVA per ciascuno dei tre periodi di pagamento previsti.

- **Legge di accelerazione per gli impianti rinnovabili.**

Nel marzo 2023 è stata pubblicata la legge 2023-175 che istituisce un piano di adeguamento delle procedure amministrative per semplificare e accelerare la realizzazione dei progetti, con l'obiettivo per il 2050 di aumentare la capacità di generazione di energia solare di dieci volte a oltre 100 GW, sviluppando allo stesso tempo cinquanta parchi eolici offshore per una capacità finale di 40 GW.

Entro il 2028 i comuni dovranno definire le aree a «vocazione rinnovabile» e le «aree di esclusione» per gli impianti ad energie rinnovabili.

Sono pure previste misure per la riduzione del contenzioso amministrativo riconoscendo il "motivo di preminente interesse pubblico" per progetti che soddisfano determinati criteri, mentre sono direttamente agevolate le installazioni di pannelli fotovoltaici lungo autostrade, strade principali e per l'ombreggiamento dei parcheggi. Viene inoltre indicato il quadro definitorio per la tecnologia agrovoltaica.

POLONIA

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

Nel novembre 2022 il Governo polacco ha adottato la Legge n. 2697 per il contenimento dei prezzi dell'elettricità. La legge definisce il prezzo massimo di vendita dell'energia elettrica ai "clienti idonei" (sia domestici che piccole-medie imprese o associazioni), disciplina le procedure per indennizzare i fornitori di energia per l'applicazione del prezzo massimo a tali clienti e introduce un «cap» temporaneo ai ricavi dei produttori di energia elettrica.

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

Saranno restituiti tutti i ricavi da vendita energia elettrica, che avvengono mediante piattaforme centralizzate o contratti bilaterali, nei mercati dell'energia e del bilanciamento, se superiori ai valori di cap stabiliti per ciascuna specifica tecnologia, includendo nel calcolo i ricavi da coperture finanziarie per effetto di un emendamento approvato a febbraio 2023. La regolazione delle partite economiche avverrà su base giornaliera, la restituzione dei ricavi sarà fatta tramite pagamenti ad uno specifico fondo istituito dal Governo.

In base a successivi regolamenti emessi dal Consiglio dei ministri, il cap per impianti che accedono al meccanismo delle aste è fissato pari al rispettivo prezzo aggiudicato nell'asta (indicizzato all'inflazione, come previsto). Per impianti che non accedono al meccanismo delle aste il cap è pari al prezzo di riferimento nel sistema d'asta in vigore alla data di calcolo.

ROMANIA

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

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

È poi stato introdotto un obbligo per i produttori di energia di vendere almeno il 40% dell'elettricità su mercati forward diversi da DAM (*day-ahead market*), ID (*infra-day*) e mercato del bilanciamento. Le uniche esenzioni riguardano gli impianti entrati in esercizio dopo il mese di giugno 2020.

Con ulteriore disposizione emessa a novembre 2022, il Governo ha introdotto ulteriori misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia.

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

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

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

- **«Distance act»**

Nel marzo 2023 è stata pubblicata la legge sul "distance act" per la disciplina degli investimenti nel settore eolico.

Fatte salve le aree adiacenti a parchi naturali e riserve, la distanza minima tra un impianto eolico onshore e le aree residenziali stabilita dalla legge è di 700 m, mentre rispetto al più vicino edificio residenziale o misto si riduce a 500 m, previa consultazione pubblica territoriale.

Nel caso in cui la distanza autorizzata sia inferiore a 700 metri, i residenti hanno diritto ad acquistare l'energia prodotta senza il pagamento degli oneri generali di sistema, rimanendo questi ultimi a carico del gestore del parco eolico.

BULGARIA

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

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

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

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

SPAGNA

- **PNEC 2023-2030 – bozza di revisione**

A fine giugno 2023 il Ministero della transizione ecologica ha pubblicato e posto in consultazione la bozza di Piano Nazionale Energia e Clima (Plan Nacional de Energía y Clima 2023-2030).

Sono previsti aumenti significativi degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di decarbonizzazione fino al 2030.

In particolare, il target di capacità rinnovabile complessiva passa a 160 GW: 62 GW di eolico (da 50 GW del precedente PNEC) e 76 GW di solare fotovoltaico. La capacità di stoccaggio viene elevata a 22 GW (da 2,5 GW), mentre viene ridotta la vita utile per gli impianti nucleari. La capacità di generazione a gas resta stabile a 26GW e la chiusura degli impianti di generazione a carbone è prevista per il 2025.

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

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

Il provvedimento è entrato in vigore il 15 giugno, dopo l'approvazione da parte della Commissione europea e sarà applicato fino al 31 dicembre 2023 per effetto di un Decreto di proroga del termine, emesso nel 2023.

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

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

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

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

Dalla seconda metà del 2021 il Governo spagnolo ha adottato una serie di misure per contrastare i prezzi

elevati dell'energia dovuti alla crisi russo ucraina.

Tra i principali dispositivi sui mercati dell'energia elettrica e del gas si rilevano la sospensione dell'imposta sulla generazione del 7% estesa al 31/12/2023 e un aggiornamento del sistema di incentivazione per gli impianti rinnovabili, con la possibilità di uscire dal meccanismo per vendere energia attraverso contratti bilaterali. Viene prorogato a fine dicembre 2023 il provvedimento sugli extra profitti adottato nel 2021, applicato agli impianti non emettitori di CO₂ e non incentivati di taglia superiore a 10 MW; la misura si applica anche ai nuovi contratti bilaterali e a quelli esistenti rinegoziati in caso di superamento della soglia di 67 €/MWh (RDL 18/2022?).

A Fine 2022 è stato ampliato l'ambito di applicazione del Bonus Sociale istituito con la legge 24/2013. La misura prevede un obbligo per specifici soggetti a finanziare il cosiddetto Bono Social riconosciuto ai clienti vulnerabili.

Precedentemente rivolto alle imprese di vendita al dettaglio, è oggi applicato a tutti i player del settore elettrico, compresa la generazione. L'importo da finanziare per il 2023 è pari a 1,465428 €/MWh

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

SVEZIA

- **Legge di bilancio 2023: meccanismi di contenimento del costo dell'elettricità conseguenti al Regolamento CE 2022/1854.**

Nel febbraio 2023 il governo svedese ha adottato un limite di 1957 SEK/MWh (equivalenti a ca.180 EUR/MWh) per i ricavi dall'energia elettrica di tutte le tecnologie di generazione inframarginali.

Il periodo di applicazione per i produttori di energia decorre dal 1 marzo al 30 giugno 2023.

La restituzione si applica sul 90% delle entrate eccedenti il *cap*, considerando un periodo di calcolo orario; la cadenza dei pagamenti è su base mensile.

RISULTATI PER PAESE

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre		
		2023	2022	Δ
	Ricavi adjusted			
365	Italia	191	183	8
348	Eestero	179	186	(7)
98	Francia	61	50	11
94	Germania	47	46	1
34	UK & Nordics	19	21	(2)
22	Spagna	12	12	(0)
100	Est Europa	40	56	(16)
34	Corporate	16	17	(0)
(33)	Ricavi infrasettori	(16)	(16)	(1)
714	Totale ricavi adjusted	370	369	1
	Margine operativo lordo adjusted			
288	Italia	148	149	(1)
239	Eestero	126	135	(8)
55	Francia	41	30	11
70	Germania	36	34	2
24	UK & Nordics	11	17	(7)
18	Spagna	9	11	(1)
72	Est Europa	30	43	(13)
(25)	Corporate	(11)	(12)	0
502	Margine operativo lordo adjusted	263	272	(9)
	Ammortamenti e svalutazioni adjusted			
127	Italia	(60)	(58)	(2)
(98)	Eestero	(48)	(48)	(0)
(46)	Francia	(21)	(23)	2
(28)	Germania	(11)	(14)	3
(4)	UK & Nordics	(5)	(2)	(3)
(4)	Spagna	(2)	(2)	(0)
(15)	Est Europa	(9)	(7)	(2)
(3)	Corporate	(1)	(2)	1
(229)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(109)	(107)	(2)

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° semestre		Δ
		2023	2022	
Risultato operativo netto adjusted				
160	Italia	89	92	(3)
141	Eestero	78	87	(9)
9	Francia	20	7	13
42	Germania	25	21	4
19	UK & Nordics	5	16	(10)
14	Spagna	7	9	(1)
57	Est Europa	21	36	(14)
(28)	Corporate	(13)	(14)	1
273	Risultato operativo netto adjusted	155	165	(10)
Investimenti⁽¹⁾				
653	Italia	94	51	43
290	Eestero	216	165	50
11	Francia	11	9	2
1	Germania	0	0	(0)
159	UK & Nordics	22	48	(26)
100	Spagna	182	96	86
20	Est Europa	0	13	(12)
3	Corporate	1	1	0
946	Totale investimenti	311	218	93

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

ITALIA

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

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.291 MW nell'eolico e 175 MW nel solare.

Rispetto al primo semestre 2022, la capacità installata in Italia risulta incrementata di 232 MW.

Anno 2022		1° Semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati Operativi			
1.440	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.466	1.234	232
1.265	<i>Eolico</i>	1.291	1.093	198
175	<i>Solare</i>	175	141	34
2.312	Produzioni (GWh)	1.349	1.252	97
2.062	<i>Eolico</i>	1.224	1.129	95
250	<i>Solare</i>	125	122	3
	Load Factor % ⁽²⁾			
20%	<i>Eolico</i>	22%	24%	-2%
18%	<i>Solare</i>	16%	20%	-3%
132	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	138	143	(5)
134	<i>Eolico</i>	117	124	(7)
317	<i>Solare</i>	345	327	18

(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 2023** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 1.349 GWh, di cui 1.224 GWh da fonte eolica e 125 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (1.252 GWh di cui 1.129 da fonte eolica e 122 GWh da fonte solare), grazie al consolidamento dei parchi eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 (+168 GWh di eolico e +17 GWh di solare) a fronte sia di una minore ventosità (-7%) che di un minor irraggiamento (-12%) sui parchi.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° Semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
365	Ricavi <i>adjusted</i>	191	183	8
284	<i>Eolico</i>	147	142	5
80	<i>Solare</i>	43	40	3
288	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	148	149	(1)
218	<i>Eolico</i>	110	113	(3)
70	<i>Solare</i>	38	36	2
(127)	Ammortamenti e svalutazioni	(60)	(58)	(2)
(82)	<i>Eolico</i>	(36)	(37)	1
(45)	<i>Solare</i>	(23)	(20)	(3)
160	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	89	92	(3)
136	<i>Eolico</i>	74	76	(2)
25	<i>Solare</i>	15	16	(1)
653	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	94	51	43
522	<i>Eolico</i>	92	46	46
131	<i>Solare</i>	2	5	(3)
79%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	78%	82%	-4%
77%	<i>Eolico</i>	75%	79%	-4%
87%	<i>Solare</i>	88%	90%	-2%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2023** risultano in lieve incremento per effetto del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel 2022 (+232 MW di cui 198 MW nell'eolico e 34 MW nel solare), compensato dalle minori produzioni eoliche e fotovoltaiche in Italia e dal valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 €/MWh del 2022. I minori prezzi di mercato sono mitigati dalle coperture effettuate in linea con le risk policy di gruppo.

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, incluso del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 117 Euro/MWh (124 Euro/MWh nel primo semestre 2022).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 345 €/MWh (327 €/MWh nel primo semestre 2022).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Italia del **primo semestre 2023** è pari a 148 milioni, sostanzialmente in linea al primo semestre 2022 (149 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano sostanzialmente in linea al primo semestre 2022, principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (14 milioni). Tali effetti sono stati compensati sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani (6 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che, dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (6 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Investimenti

Gli investimenti in Italia del **primo semestre 2023 (94 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di costruzione dell'impianto di Roccapalumba (47 MW) e alle attività di *Repowering* (269 MW) sugli impianti di Campo-reale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le attività di *Revamping* degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Eolico

ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi

A gennaio 2023 ARERA ha pubblicato la delibera 27/2023 di aggiornamento del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica, pari a 298,05 €/MWh, per il calcolo dell'incentivo sostitutivo dei certificati verdi. Tale prezzo porta a zero il valore della tariffa incentivante FIP per il 2023.

• Aste eolico onshore – fotovoltaico (Gruppo A): nona sessione d'asta ai sensi del DM FER 2019

A maggio 2022 il GSE ha aperto il nono bando delle aste FER ai sensi del DM 4 luglio 2019, con un contingente riservato alle aste del Gruppo A di circa 1.905 MW non assegnati nei precedenti bandi, e un prezzo base d'asta di 66,5 €/MWh.

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

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

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

A marzo 2022 il Consiglio dei ministri del governo italiano ha esercitato il potere sostitutivo previsto dalla legge, deliberando l'approvazione ai fini della Valutazione di impatto ambientale (VIA) di progetti di impianta-

ti rinnovabili per complessivi 418 MW.

Tra i progetti coinvolti è presente il repowering del parco eolico ERG "Nulvi - Ploaghe" (Sassari) da 121,5 MW. Il Decreto di approvazione VIA del repowering ERG è stato successivamente pubblicato a maggio 2022, per poi venire impugnato a fine giugno dalla Regione Sardegna presso il TAR Sardegna, il quale alla fine di novembre 2022 ha accolto le istanze della Regione annullando di fatto il Decreto VIA. Al momento il giudizio è incardinato presso il Consiglio di Stato e l'udienza è stata fissata il giorno 13 luglio 2023.

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

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

• Consiglio dei Ministri febbraio 2023 - Approvazione VIA. impianti FER

Durante il Consiglio dei Ministri di fine febbraio 2023 è stato deliberato il giudizio positivo di compatibilità ambientale in relazione al progetto di repowering ERG del parco eolico nei comuni di Forenza e Maschito (PZ). Qualche giorno dopo è stato pubblicato il conseguente Decreto di VIA.

Il giudizio positivo, che pertanto supera il precedente parere negativo del Ministero della Cultura, è subordinato al rispetto di alcune prescrizioni.

ESTERO

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

Il Gruppo è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), UK & Nordics (311 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 195 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 117 MW in Spagna.

Rispetto al primo semestre 2022, la capacità installata all'estero risulta incrementata di 302 MW.

Francia

Anno 2022		I Semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati operativi			
600	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	600	600	0
522	Eolico	522	522	0
79	Solare	79	79	0
1.076	Produzioni (GWh)	650	547	104
982	Eolico	600	496	104
94	Solare	50	51	(0)
	Load Factor % ⁽²⁾			
22%	Eolico	26%	23%	3%
14%	Solare	15%	15%	0%
91	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	93	92	1
91	Eolico	93	92	2
96	Solare	96	98	(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 2023 la produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 650 GWh, di cui 600 GWh da fonte eolica e 50 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (547 GWh) principalmente per effetto della maggior ventosità registrata, oltre all'effetto perimetro (+23 GWh) derivante dal pieno contributo dall'entrata in esercizio nel corso del 2022 di un parco sviluppato internamente di 20 MW.

Anno 2022	(milioni di Euro)	I Semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
98	Ricavi <i>adjusted</i>	61	50	11
89	<i>Eolico</i>	56	45	11
9	<i>Solare</i>	5	5	(0)
55	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	41	30	11
50	<i>Eolico</i>	38	27	11
5	<i>Solare</i>	3	3	0
(46)	Ammortamenti e svalutazioni	(21)	(23)	2
(42)	<i>Eolico</i>	(19)	(21)	2
(4)	<i>Solare</i>	(2)	(2)	0
9	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	20	7	13
8	<i>Eolico</i>	19	6	13
1	<i>Solare</i>	1	1	0
11	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	9	2
11	<i>Eolico</i>	11	9	2
0	<i>Solare</i>	0	0	0
59%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	68%	59%	7%
56%	<i>Eolico</i>	67%	59%	8%
55%	<i>Solare</i>	59%	57%	2%

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

I **ricavi** registrati **nel primo semestre 2023** risultano pari a 61 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (50 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati, oltre alla variazione di perimetro di cui sopra.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 97 €/MWh risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2022 (92 €/MWh) per effetto dell'adeguamento all'inflazione delle tariffe fisse di vendita, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 €/MWh sostanzialmente in linea all'anno precedente.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Francia del **primo semestre 2023** è pari a 41 milioni, in incremento rispetto al primo semestre 2022 (30 milioni), per le stesse motivazioni sopracitate.

Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2023 (11 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (50 MW) con entrata in esercizio tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Eolico

• Cahiers des charges su «CRE 4» e «PPE 2»

Ad agosto 2022 l'Autorità per l'energia (CRE) ha pubblicato emendamenti per le aste rinnovabili aggiudicate, finalizzati a permettere agli operatori aggiudicatari delle aste che si sono svolte entro il 31.12.2021 e con entrata in esercizio compresa fra l'1.09.2022 e il 31.12.2024 di assorbire parte dell'aumento dei costi degli impianti, estendendo il periodo di vendita dell'energia elettrica a mercato prima dell'avvio del Contratto a due vie aggiudicato ad asta. L'entità di tale estensione varia in relazione alla data attesa di entrata in esercizio commerciale degli impianti (COD).

Per la stessa categoria di impianti è pure consentito di incrementare la potenza fino al 140%, purché compatibile con l'autorizzazione ambientale dell'impianto medesimo.

• Cahiers des charges per eolico onshore

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

• “Déplafonnement” FIP 2016, FIP 2017 e CfD

La legge 1157-2022 del 16 Agosto 2022, di “modifica della finanziaria 2022” introduce una variazione allo schema contrattuale “complement de remuneration” di tipo FIP 2016, FIP 2017 e CfD aggiudicati fino all'asta di Dicembre 2019. In particolare, viene rimosso con effetto retroattivo dal 1 gennaio 2022 il limite economico ai fini della restituzione del contributo tariffario, nei casi in cui il prezzo di mercato sia maggiore della tariffa. Tale limite, previsto per tutte le tecnologie di impianti, era pari alla somma dei contributi percepiti dall'avvio del contratto (nelle ore in cui il prezzo di mercato era inferiore alla tariffa).

Alla fine di dicembre 2022 un ulteriore decreto stabilisce i livelli dei prezzi applicabili quale soglia alla restituzione: nei casi in cui prezzo di mercato è maggiore della tariffa (premio negativo) la restituzione del contributo tariffario avverrà fino al prezzo soglia, ove maggiore della tariffa. Per gli anni 2022-2042 i prezzi

soglia sono crescenti dai 44,78€/MWh dell'anno 2022 ai 66.55€/MWh del 2042.

• Eolico – nuove disposizioni per FIP 2017

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

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

Tali condizioni devono essere soddisfatte per tutta la durata della convenzione.

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

Per effetto di un ulteriore emendamento emesso nell'aprile 2023, agli impianti beneficiari della FIP 2017 costituiti al massimo da 6 aerogeneratori collegati prima del 1 ottobre 2022 è temporaneamente consentito di aumentare potenza dell'impianto, fino al 31 dicembre 2023.

La potenza unitaria delle turbine può superare i 3 MW, fino a un aumento totale di 1 MW per l'intero impianto; la tariffa FIP 2017 è quindi applicata alla potenza complessiva risultante. Non è però consentito sostituire le turbine già installate.

• Pubblicazione esito nona asta eolico onshore 2021

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

• Pubblicazione esito asta eolico onshore maggio 2023

All'inizio di luglio 2023 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato i risultati dell'asta tenutasi nel maggio 2023 per l'eolico onshore.

L'asta è stata sovra-partecipata, con 1.800 MW partecipanti (120 progetti) su 925 MW disponibili; sono risultati aggiudicatari 73 progetti, per un totale di 1.156 MW, in applicazione della flessibilità consentita dalla normativa vigente.

La media ponderata del prezzo aggiudicato è stata di 85,29 €/MWh, mentre il prezzo a base d'asta non è stato divulgato.

ERG ha partecipato e vinto con i due progetti Parc Eolien De Saint Maurice La Clouere / Limousin (8,8 MW) e Parc Eolien De Porspoder / Bretagne (9 MW), con una tariffa pari a 88 €/MWh (indicizzata per 20 anni).

Solare

• Cahiers des charges per solare

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

Germania – Eolico

Anno 2022		I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati operativi			
327	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	327	327	-
556	Produzioni (GWh)	306	321	(15)
19%	Load Factor % ⁽²⁾	22%	23%	-1%
168	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	152	143	10

(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 2023** la **produzione di energia elettrica** in Germania risulta pari a 306 GWh, in diminuzione rispetto al medesimo periodo del 2022 (321 GWh) che beneficiava di condizioni anemologiche superiori alla media.

Anno 2022	(milioni di Euro)	I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
94	Ricavi <i>adjusted</i>	47	46	1
70	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	36	34	2
(28)	Ammortamenti e svalutazioni	(11)	(14)	3
42	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	25	21	4
1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	(0)
74%	Ebitda Margin % (1)	76%	75%	2%

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

I **ricavi** registrati **nel primo semestre 2023** risultano pari a 47 milioni, sostanzialmente in linea all'analogo periodo 2022 (46 milioni), per effetto delle politiche di copertura adottate, che permettono di catturare prezzi elevati nonostante la riduzione dei prezzi di cessione dell'energia sul mercato.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 152 €/MWh, in rialzo rispetto al primo semestre 2022 (143 €/MWh) per effetto delle politiche di copertura adottate dal gruppo che consente di contrastare la riduzione dei prezzi di mercato.

Il **margin operativo lordo adjusted** in Germania del **primo semestre 2023** è pari a 36 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2022 (34 milioni), per le stesse motivazioni sopracitate.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al primo semestre 2022 a seguito dell'allungamento della vita utile degli asset eolici (3 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension.

UK & Nordics – Eolico

Anno		I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati operativi			
219	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	311	70	241
226	Produzioni (GWh)	218	115	103
33%	Load Factor % ⁽²⁾	20%	38%	-18%
151	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	83	183	(100)

(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 2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e le prime produzioni in Svezia risultano pari a 218 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (115 GWh), e si riferiscono al contributo derivante dagli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 (241 MW). Si segnala, per una migliore comprensione dell'andamento del Load Factor, che tutti i suddetti nuovi parchi durante i primi mesi dell'anno erano in una fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni, in un periodo peraltro caratterizzato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche.

Anno	(milioni di Euro)	I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
34	Ricavi <i>adjusted</i>	19	21	(2)
24	Margin operativo lordo <i>adjusted</i>	11	17	(7)
(4)	Ammortamenti e svalutazioni	(5)	(2)	(3)
19	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	5	16	(10)
159	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	22	22	0
70%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	57%	83%	-25%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2023** risultano pari a 19 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2022 (21 milioni), con ricavi netti unitari che si attestano a 83 €/MWh, in forte riduzione rispetto al primo semestre

2022 (183 €/MWh), per effetto della vendita nel 2023 tramite contratti PPA a prezzi fissati mentre si ricorda che il primo semestre 2022 aveva beneficiato dei prezzi di mercato fortemente superiori a quelli attuali.

Il **marginale operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics del **primo semestre 2023** si attesta a 11 milioni rispetto ai 17 milioni del medesimo periodo 2022, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics del **primo semestre 2023 (22 milioni)** si riferiscono al completamento delle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW e in Svezia per 62 MW.

Spagna- Solare

Anno 2022		I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati operativi			
92	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	117	92	25
171	Produzioni (GWh)	91	87	4
21%	Load Factor % ⁽²⁾	23%	22%	1%
126	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	130	142	(12)

(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 2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 91 GWh, in aumento rispetto alla produzione registrata nel medesimo periodo del 2022 (87 GWh) per effetto di un miglior irraggiamento nel periodo.

Anno 2022	(milioni di Euro)	I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
22	Ricavi <i>adjusted</i>	12	12	(0)
18	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	9	11	(1)
(4)	Ammortamenti e svalutazioni	(2)	(2)	0
14	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	7	9	(1)
100	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	182	96	86
84%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	78%	86%	-9%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2023** risultano pari a 12 milioni ed in linea rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente, con ricavi netti unitari che si attestano a 130 €/MWh, in riduzione rispetto a quelli dell'anno precedente (142 €/MWh) a seguito dei minori prezzi di mercato.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Spagna del **primo semestre 2023** si attesta a 9 milioni in riduzione rispetto al risultato del primo semestre 2022 (11 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2023 (182 milioni)** si riferiscono alle recenti acquisizioni di impianti fotovoltaici avvenute a giugno 2023, di cui 149 MW in costruzione con COD prevista a fine anno e 25 MW in fase di avviamento.

East Europe – Eolico

Anno 2022		I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati operativi			
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	231	36
615	Produzioni (GWh)	376	334	42
31%	Load Factor % ⁽²⁾	33%	37%	-5%
139	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	100	163	(63)

(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 2023** la **produzione di energia elettrica** in East Europe risulta pari a 376 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (334 GWh) per effetto del pieno contributo derivante dai parchi eolici avviati nel corso del 2022 in Polonia (+71 GWh), in parte compensato dalle minori condizioni anemologiche riscontrate (-9%).

Anno 2022	(milioni di Euro)	I semestre		
		2023	2022	Δ
	Risultati economici			
100	Ricavi <i>adjusted</i>	40	56	(16)
72	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	30	43	(13)
(15)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(7)	(2)
57	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	21	36	(15)
20	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	13	(12)
72%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	74%	78%	-4%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2023** risultano in forte riduzione rispetto all'analogo periodo 2022, principalmente per effetto della riduzione dei prezzi di cessione dell'energia, solo in parte compensati dall'effetto perimetro derivante dal pieno contributo dei parchi entrati in esercizio in Polonia (+61 MW).

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 114 €/MWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2022 (163 €/MWh), per effetto dei minori prezzi di mercato.

Si ricorda che le misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia

prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 450 lei/MWh (circa 90 Euro/MWh).

Il **marginе operativo lordo adjusted** in East Europe del **primo semestre 2023** risulta pertanto pari a 35 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2022 (48 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Polonia

- **Estensione aste FER al 2027**

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

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

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

Romania

- **Asta PNRR**

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

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

I progetti dovranno entrare in esercizio entro il 30/06/2024, mentre è previsto un importo massimo concesso per fonte, con un limite massimo di 15 M€ per ogni azienda e per ogni progetto.

Bulgaria

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

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

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

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

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

CONTO ECONOMICO

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici reported, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato Semestrale abbreviato, che i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9¹³ e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16.

Si ricorda che, come indicato nel paragrafo "*Basis for preparation*", i dati 2023 e 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5, con riferimento al processo di cessione del business termoelettrico, riclassificando pertanto alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" per il 2023 il risultato del primo semestre della controllata ERG Power S.r.l. Si ricorda che il dato *reported* 2022 includeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (pari a 324 milioni).

Si precisa inoltre che le neoacquisite società spagnole, titolari di impianti fotovoltaici, sono consolidate patrimonialmente dal 30 giugno 2023.

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 1° Semestre			Adjusted 1° Semestre			
	2023	2022	Δ	2023	2022	Δ	
CONTO ECONOMICO							
Ricavi	1	370	369	1	370	369	1
Altri proventi	2	12	6	6	12	6	7
Ricavi Totali		382	375	7	382	375	7
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(6)	(5)	(1)	(6)	(5)	(1)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(82)	(71)	(11)	(88)	(74)	(14)
Costi del lavoro		(25)	(24)	(1)	(25)	(24)	(1)
Margine Operativo Lordo		269	275	(6)	263	272	(9)
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(113)	(117)	5	(109)	(107)	(1)
Risultato operativo netto		156	158	(1)	155	165	(10)
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(13)	(19)	6	(5)	(12)	7
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		5	(0)	5	(0)	0	(0)
Risultato prima delle imposte		148	138	10	150	152	(3)
Imposte sul reddito	7	(33)	(66)	34	(34)	(70)	36
Risultato netto attività continue		116	72	44	116	82	34
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	8	(36)	334	(371)	(8)	1	(8)
Risultato netto di periodo		80	407	(327)	108	83	25
Risultato di azionisti terzi		(1)	(2)	1	(1)	(2)	1
Risultato netto di Gruppo		79	405	(326)	107	81	26

13 Relativamente alle operazioni di liability management

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

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

I ricavi reported del primo semestre 2023 sono pari a 370 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2022 (369 milioni), principalmente a seguito delle minori produzioni eoliche e solari del periodo, dai minori prezzi di mercato catturati in tutte le countries, oltreché per l'azzeramento del valore dell'incentivo eolico (pari a 43 euro al MWh nel 2022), compensate dal pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e ad inizio del 2023.

Si segnala che i ricavi *adjusted* non includono gli effetti correlati agli **Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)**, che hanno comportato restituzioni nel primo semestre pari a circa 7 milioni (5 milioni nel 2022).

2 – Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio. La voce include indennizzi contrattuali e garanzie ricevute da fornitori per 3 milioni oltreché il parziale rilascio di fondi rischi (2 milioni), essendo venuti meno i presupposti per l'iscrizione.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, i costi per convenzioni con enti locali, per consulenze, i costi assicurativi e per servizi forniti da terzi. Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori *adjusted* non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 1 milione.

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 7 milioni sono classificati nella presente voce del Conto Economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16", consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. Il lieve incremento del periodo è riconducibile al pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (13 milioni) e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e nel primo trimestre 2023 (5 milioni). Tali effetti sono stati compensati sia dall' allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (11 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (6 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Si precisa che i valori *adjusted* del primo semestre 2023 non includono gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16 (4 milioni), come già commentato alla voce 4.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del primo semestre 2023 sono stati pari a 5 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al primo semestre 2022 (12 milioni), principalmente a seguito della miglior remunerazione della liquidità di Gruppo derivante dall'andamento dei tassi di interesse.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo semestre 2023 si è attestato all'1,3%, rispetto al 1,4% del primo semestre 2022, a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità risulta maggiore rispetto a quello del primo semestre 2022 a causa del significativo miglioramento dei tassi di interesse nel periodo di riferimento. La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi. Si precisa, infine, che i valori non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri finanziari (4 milioni) relativi al rimborso del *Project Financing* in capo alla società ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. e di un *Project Financing* in capo alla società EW Orneta 2 sp. z o.o.;
- oneri finanziari (1 milione), legato all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (4 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 33 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 66 milioni del primo semestre 2022 principalmente per l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a 36 milioni (escludendo l'impatto sul business termoelettrico di 4 milioni).

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 34 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 70 milioni del primo semestre 2022. Le imposte del 2022 includevano l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a 36 milioni. Il

tax rate *adjusted* del primo semestre 2023, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 23% (46% nel primo semestre 2022 per effetto dell'impatto derivante dall'art.37 del D.L. 21 marzo 2022).

8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute *adjusted* si riferisce al risultato della società ERG Power S.r.l., pari a -8 milioni; tale importo, rispetto ai dati *reported*, include gli ammortamenti del periodo pari a circa 9 milioni (net tax) e non include l'impatto della svalutazione dell'asset (-38 milioni) in applicazione dell'IFRS 5. I risultati del CCGT riflettono un margine operativo lordo leggermente positivo (5 milioni) nonostante uno scenario energetico straordinariamente negativo per i margini di generazione a gas.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

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

Di seguito sono indicati i valori al 30 giugno 2023 che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 174 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 168 milioni.

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Reported	Adjusted			Reported		Adjusted	
30/06/2022	30/06/2022	(milioni di Euro)		30/06/2023	31/12/2022	30/06/2023	31/12/2022
3.011	2.873	Capitale immobilizzato	1	3.970	3.695	3.800	3.540
48	48	Capitale circolante operativo netto	2	78	97	78	97
(3)	(3)	Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(4)	(4)	(4)
355	356	Altre attività	3	300	379	302	381
(619)	(619)	Altre passività	4	(670)	(657)	(670)	(657)
2.793	2.655	Capitale investito netto attività continue		3.674	3.510	3.506	3.357
293	293	Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		133	235	133	235
3.086	2.948	Capitale investito netto		3.806	3.745	3.638	3.592
1.925	1.929	Patrimonio netto di gruppo		2.068	2.045	2.074	2.050
10	10	Patrimonio netto di terzi	5	8	9	8	9
1.160	1.019	Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.690	1.592	1.516	1.434
(9)	(9)	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	41	98	41	98
3.086	2.948	Mezzi propri e debiti finanziari		3.806	3.745	3.638	3.592

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziari	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2022	1.380	2.274	40	3.695
Investimenti	2	128	-	130
Variazioni area consolidamento	82	123	16	221
Disinvestimenti e altre variazioni	1	18	(0)	18
Ammortamenti	(33)	(75)	-	(108)
Variazione IFRS 16	-	15	-	15
Capitale immobilizzato reported al 30/06/2023	1.431	2.483	56	3.970
Rettifica impatto IFRS 16	-	(170)	-	(170)
Capitale immobilizzato adjusted al 30/06/2023	1.431	2.313	56	3.800

La riga "Investimenti" si riferisce alle attività di costruzione in Italia per 47 MW *Greenfield* e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW, Polonia per 61 MW e Svezia per 62 MW. Si segnala anche l'avvio delle attività di costruzione di due parchi *Greenfield* in Francia per 50 MW e uno in Nord Irlanda per 47 MW.

La riga Variazioni Area di Consolidamento si riferisce all'impatto delle recenti acquisizioni in Spagna di due impianti fotovoltaici.

La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" comprende le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

2 - Capitale circolante operativo netto

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

3 - Altre attività

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

4 - Altre passività

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

5 – Patrimonio Netto di terzi

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

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 174 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022).

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

Reported 30/06/2022	Adjusted 30/06/2022	(milioni di Euro)	Reported		Adjusted	
			30/06/2023	31/12/2022	30/06/2023	31/12/2022
1.936	1.800	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.258	1.902	2.090	1.751
(775)	(781)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(568)	(311)	(575)	(317)
1.160	1.019	Totale indebitamento attività continue	1.690	1.592	1.516	1.434
(9)	(9)	Totale indebitamento Discontinued Operations	41	98	41	98
1.151	1.009	Totale indebitamento	1.730	1.690	1.556	1.533

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2022	(milioni di Euro)	30/06/2023	31/12/2022
0	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	329	-
1.606	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.593	1.595
1.606	Totale	1.922	1.595
225	Project Financing e Leasing Finanziari	188	212
(31)	Quota corrente Project Financing	(20)	(55)
194	Project Financing a medio-lungo termine	168	156
136	Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	168	151
1.936	Totale indebitamento finanziario medio-lungo termine Attività Continue	2.258	1.902
(136)	Rettifica impatto IFRS 16	(168)	(151)
1.800	Totale indebitamento finanziario adjusted	2.090	1.751

I **"Finanziamenti bancari a medio-lungo termine"** al 30 giugno 2023 sono pari a 329 milioni e si riferiscono a tre Sustainable bilateral linked loans rispettivamente con Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (130 milioni), Caixa Bank (100 milioni) e Cassa Depositi e Prestiti (100 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2023.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,3 milioni).

I **“Debiti finanziari a medio-lungo termine”**, pari a 1.593 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:

- passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari, rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso), 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni di Euro (della durata di 10 anni a tasso fisso) ed emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (8 milioni);
- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (2 milioni).

I debiti per **“Project Financing”** pari a 188 milioni di Euro al 30 giugno 2023 sono relativi a:

- finanziamenti per 88 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l.;
- finanziamenti per 19 milioni erogati per la costruzione di parchi eolici;
- finanziamenti per 81 milioni relativi alle acquisizioni di parchi fotovoltaici in Spagna avvenute nel primo semestre 2023.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/06/2022	(milioni di Euro)	30/06/2023	31/12/2022
321	Finanziamenti bancari a breve termine	47	296
96	Altri debiti finanziari a breve termine	45	38
417	Passività finanziarie a breve termine	93	334
(750)	Disponibilità liquide	(459)	(424)
(424)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(202)	(216)
(1.174)	Attività finanziarie a breve termine	(661)	(639)
31	Project Financing a breve termine e Leasing Finanziari	20	55
(56)	Disponibilità liquide	(25)	(68)
(24)	Project Financing	(6)	(12)
6	Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	6	6
(775)	Totale indebitamento finanziario breve termine Attività Continue	(568)	(311)
(9)	Totale indebitamento finanziario breve termine Discontinued Operations	41	98
(6)	Rettifica impatto IFRS 16	(6)	(6)
(791)	Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(534)	(219)

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

Gli altri debiti finanziari a breve termine comprendono principalmente:

- le passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (33 milioni di Euro);
- i ratei per interessi passivi su *Bond* e *Corporate Loan* (12 milioni di Euro);

Le attività finanziarie a breve termine includono gli impieghi a breve di liquidità per circa 100 milioni, i depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 3 milioni, le attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 65 milioni ed i crediti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura per 27 milioni.

Flussi finanziari

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

Anno		I Semestre	
		2023	2022
2022			
	(milioni di Euro)		
502	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	263	272
46	Variazione capitale circolante	62	50
548	Cash Flow Operativo	325	322
(307)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(130)	(122)
(638)	Acquisizioni di assets e business combination	(182)	(96)
1.265	Incasso cessione ERG Hydro	-	1.265
(6)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	1	0
(13)	Disinvestimenti e altre variazioni	(1)	(7)
301	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(311)	1.041
(25)	Proventi (oneri) finanziari	(5)	(12)
(3)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(4)	(3)
0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	-
75	Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽¹⁾	-	-
47	Cash Flow da gestione finanziaria	-	-
(92)	Cash Flow da gestione Fiscale	(8)	(46)
(139)	Distribuzione dividendi	(152)	(136)
26	Altri movimenti di patrimonio netto	74	(47)
(113)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(79)	(183)
(69)	Variazione area di consolidamento	-	(69)
(104)	Cash Flow Termo	58	(16)
2.051	Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"	1.533	2.051
(519)	Variazione netta	24	(1.033)
1.533	Indebitamento <i>adjusted</i> totale	1.556	1.019
(98)	(+ PFN Termo)	(41)	(9)
1.434	Indebitamento <i>adjusted</i> "Attività continue"	1.516	1.009

(1) Attività destinata ad essere ceduta.

Il **Cash Flow operativo** del primo semestre 2023 è positivo per 325 milioni, in linea rispetto al corrispondente periodo del 2022 (322 milioni) principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante, oltreché per la regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura.

Il **Cash flow da investimenti** del primo semestre 2023 è legato principalmente all'impatto delle recenti acquisizioni di due società fotovoltaiche in Spagna (182 milioni), nonché agli investimenti del periodo (130 milioni) finalizzati agli sviluppi sui progetti di *Repowering* e *Reblading* in Italia nonché alla finalizzazione dei parchi eolici in Regno Unito, Francia e Svezia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management, correlati al rimborso anticipato di project financing avvenuto nel corso del primo trimestre 2023.

Il **Cash flow da Gestione Fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nel periodo.

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

Consolidamento Garnacha e Fregenal (Solar Spain)

In occasione della presente Relazione Finanziaria Semestrale si è proceduto ad effettuare un esercizio di *Purchase Price Allocation* in base alle informazioni disponibili; coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 e in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra le acquisizioni e la predisposizione della presente Relazione, tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti.

Maggiori dettagli in merito all'attribuzione dei plusvalori e i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2023. Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento patrimoniale delle società acquisite a partire dal 30 giugno 2023.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- **L'EBITDA Margin** è un indicatore della **performance** operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo **adjusted** e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori **adjusted** delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
- Il **Risultato netto attività continue** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (*Guidelines on Prospectus disclosures*) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.

- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto *adjusted* (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto *adjusted*.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

IFRS 16

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

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

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel primo semestre 2023:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari

- a circa 7 milioni;
- l'incremento (circa 174 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 168 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (4 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

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

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2022	(importi in milioni)	Note	1° semestre	
			2023	2022
499	Margine operativo lordo Attività continue		269	275
	Esclusione Special Items:			
(12)	- Riclassifica IFRS 16	1	(7)	(6)
	Italia			
14	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	1	3
1	- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	3	1	0
502	Margine operativo lordo adjusted		263	272

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2022	(importi in milioni)	Note	1° semestre	
			2023	2022
(279)	Ammortamenti e svalutazioni		(113)	(117)
	Esclusione Special Items:			
7	- Riclassifica IFRS 16	1	4	3
43	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	4	-	7
(229)	Ammortamenti adjusted		(109)	(107)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2022	(importi in milioni)	Note	1° semestre	
			2023	2022
89	Risultato netto attività continue di Gruppo		116	72
	Esclusione Special Items:			
0	Riclassifica IFRS 16	1	0	0
11	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	1	3
(2)	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	3	(5)	0
31	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	4	-	5
2	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	3	2
(1)	Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	6	-	(1)
3	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	7	1	1
133	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		116	82

1. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed altre acquisizioni avvenute nel primo semestre 2023 relative alle neoacquisite società fotovoltaiche in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
3. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo. Nel primo semestre 2023 l'importo si riferisce agli aggiustamenti del prezzo relativo alla cessione del nucleo idroelettrico di Terni (2 milioni) e del business downstream integrato (3 milioni).
4. Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Revamping.
5. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
6. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding S.r.l.
7. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo semestre 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2023:

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	370	-	-	-	370
Altri proventi	12	-	-	-	12
Ricavi totali	382	-	-	-	282
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(6)	-	-	-	(6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(82)	(7)	-	2	(88)
Costi del lavoro	(25)	-	-	-	(25)
Margine operativo lordo	269	(7)	-	2	263
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(113)	4	-	-	(109)
Risultato operativo	156	(3)	-	2	155
Proventi (oneri) finanziari netti	(13)	4	1	4	(5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	5	-	-	(5)	(0)
Risultato prima delle imposte	148	0	1	0	150
Imposte sul reddito	(33)	-	(0)	(1)	(34)
Risultato netto attività continue	116	0	1	(1)	116
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(36)	-	-	29	(8)
Risultato netto di periodo	80	0	1	28	108
Risultato di azionisti terzi	(1)	-	-	-	(1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	79	0	1	28	107

CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2022:

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	369	-	-	-	369
Altri proventi	6	-	-	(0)	6
Ricavi totali	375	-	-	(0)	375
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(5)	-	-	-	(5)
Costi per servizi e altri costi operativi	(71)	(6)	-	3	(74)
Costi del lavoro	(24)	-	-	-	(24)
Margine operativo lordo	275	(6)	-	3	272
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(117)	3	-	7	(107)
Risultato operativo	158	(2)	-	10	165
Proventi (oneri) finanziari netti	(19)	2	2	3	(12)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	-	0	(0)
Risultato prima delle imposte	138	0	2	12	152
Imposte sul reddito	(66)	-	(0)	(4)	(70)
Risultato netto attività continue	72	0	1	8	82
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	334	-	-	(334)	(1)
Risultato netto di periodo	407	0	1	(325)	83
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	-	(2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	405	0	1	(325)	81

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 GIUGNO 2023

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.431	-	1.431
Immobilizzazioni materiali	2.483	(170)	2.313
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	56	-	56
Capitale immobilizzato	3.970	(170)	3.800
Rimanenze	19	-	19
Crediti commerciali	163	-	163
Debiti commerciali	(104)	-	(104)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
Capitale circolante operativo netto	78	-	78
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	303	2	305
Altre passività	(673)	-	(673)
Capitale investito netto attività continue	3.674	(168)	3.506
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	133	-	133
Capitale investito netto	3.806	(168)	3.638
Patrimonio netto Gruppo	2.068	6	2.074
Patrimonio netto di terzi	8	-	8
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.690	(174)	1.516
Indebitamento finanziario netto attività destinate ad essere cedute	41	-	41
Mezzi propri e debiti finanziari	3.806	(168)	3.638

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data		Settore	Fatto di rilievo
7 luglio 2023	Italia	Corporate	Science Based Target initiative ha certificato gli obiettivi "Net Zero" di ERG. L'impegno di ERG è orientato al raggiungimento del Net Zero entro il 2040 attraverso alcune azioni sia sul breve al 2027 (near-term target), che nel lungo periodo (long-term target) al 2040.
18 luglio 2023	Italia	Corporate	ERG ha perfezionato il rinnovo del programma di emissione di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (EMTN Programme)

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati. Tali coperture, effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono gestionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP). Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

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

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

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di performance nel 2023 rispetto al 2022, rappresentato al netto della migliore stima degli impatti derivanti dalle misure emergenziali (c.d. clawback measures) previste nei vari Paesi anche sulla base del regolamento europeo. Si segnala che anche il confronto con l'anno prima è al netto delle suddette misure.

Italia

Il **margin operativo lordo del Wind è previsto in riduzione** rispetto al 2022 per effetto dei minori volumi consuntivati nel periodo e dei minori prezzi di vendita che, oltre al minore scenario prezzi, risentiranno anche nel secondo semestre dell'azzeramento dell'incentivo GRIN nel 2023 a seguito degli elevati valori del PUN registrati nel 2022 (43 euro per MWh nel 2022). Tali risultati saranno in parte compensati dal pieno contributo derivante dagli asset consolidati a

partire dal 1° agosto 2022 (172 MW), dall'entrata in esercizio nel corso dell'anno di due impianti oggetto di Repowering per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti) e di un parco di nuova costruzione (47 MW).

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

Si stima per il 2023 un **Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in riduzione** rispetto al 2022.

Estero

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

Il **margine operativo lordo Solare è previsto in aumento** rispetto al 2022 principalmente per effetto del contributo derivante dal parco in corso di acquisizione in Spagna (25 MW), mentre prudenzialmente non si ipotizza alcun contributo in termini di margini operativo lordo dell'ulteriore acquisizione prevista in ingresso a fine anno (149 MW).

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

Guidance 2023

Per l'esercizio 2023 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 480 e 520 milioni, in riduzione rispetto al precedente range 500-550 milioni a seguito dei minori volumi registrati nel secondo trimestre e del perdurare di uno scenario prezzi in ribasso; sostanzialmente in linea rispetto al risultato 2022 al netto dell'impatto delle claw back measures (502 milioni, al netto di 35 milioni di clawback measures).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 500 e 600 milioni (946 milioni nel 2022), in linea al range precedente, ed includono il completamento dei parchi entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023, le attività di costruzione in corso e gli esborsi attesi per le recenti acquisizioni dei parchi fotovoltaici in Spagna.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2023 è atteso nel range tra 1.400 e 1.500 milioni (1.434 milioni a fine 2022) in linea al range precedente. Per quanto riguarda il Business termoelettrico, si prevede la cessione degli asset entro il 2023; per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle discontinued operations.

Genova, 28 luglio 2023

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





Bilancio Consolidato semestrale abbreviato 2023

al 30 Giugno

We ARE #SDGs
CONTRIBUTORS

ERG
EVOLVING ENERGIES

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO ^{(1) (2)}

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Ricavi	1	369.807	369.149
Altri proventi	2	12.242	5.985
Costi per acquisti	3	(5.718)	(4.833)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(82.025)	(70.988)
Costi del lavoro	5	(25.455)	(24.445)
MARGINE OPERATIVO LORDO		268.850	274.869
Ammortamenti Attività Immateriali	20	(33.085)	(25.232)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	20	(79.693)	(85.565)
Ripristini (svalutazioni) di valore	20	-	(6.525)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		156.072	157.547
Proventi finanziari	36	118.589	92.640
Oneri finanziari	36	(131.424)	(111.842)
Proventi (oneri) finanziari netti		(12.835)	(19.202)
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	23	5.141	(73)
Proventi (oneri) da partecipazioni		5.141	(73)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		148.379	138.272
Imposte sul reddito	40	(32.501)	(66.034)
RISULTATO NETTO ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO		115.878	72.238
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	44	(36.260)	334.431
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		79.619	406.669
Risultato di azionisti terzi	29	1.071	1.834
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		78.547	404.835

(Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Utile per azione attività operative base e diluito ⁽³⁾	0,775	0,483
Utile di Gruppo per azione base e diluito ⁽³⁾	0,525	2,707
Utile per azione attività destinate ad essere cedute	-0,242	2,236

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

(2) I dati 2023 e 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alle attività per la cessione del Business Termoelettrico. Si ricorda che nei dati comparativi del primo semestre 2022, alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" è presente anche la plusvalenza derivante dalla cessione del business idroelettrico in applicazione dell'IFRS 5. Si veda quanto indicato nella [Sezione VII Attività destinate ad essere cedute](#).

(3) Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 149.537.920, invariato rispetto al periodo comparativo

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Risultato netto del periodo		79.619	406.669
Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico			
Variazione attuariale passività per benefici ai dipendenti		-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale delle passività per benefici ai dipendenti		-	-
	13	-	-
Variazioni che saranno riclassificate a conto economico			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		110.941	142.897
Imposte sul reddito riferite alla copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(32.034)	(42.869)
	28	78.907	100.028
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		16.244	(7.306)
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(3.083)	1.387
	28	13.161	(5.919)
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		92.067	94.109
Risultato netto complessivo del periodo		171.686	500.778
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		1.071	1.834
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		170.615	498.944

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

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2023	31/12/2022
ATTIVITÀ			
Autorizzazioni e Concessioni	14	1.004.935	956.240
Altre attività immateriali	15	16.280	15.425
Avviamento	16	409.938	408.045
Immobili, impianti e macchinari	17	2.312.724	2.120.073
Attività per diritti di utilizzo	18	170.104	154.311
Partecipazioni rilevate secondo il metodo del costo	22	2.071	1.688
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	64.951	33.225
Altre attività finanziarie non correnti	24	53.907	38.792
Attività per imposte differite	42	118.840	138.242
Altre attività non correnti	10	45.092	53.530
Attività non correnti		4.198.840	3.919.570
Rimanenze	7	18.756	17.603
Crediti commerciali	6	162.577	202.465
Altri crediti e attività correnti	9	98.766	82.147
Attività per imposte correnti	41	36.966	32.998
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	31.217	141.568
Altre attività finanziarie correnti	32	150.796	211.136
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	444.271	392.811
Attività correnti		943.350	1.080.729
Attività destinate ad essere cedute	43	100.828	226.086
TOTALE ATTIVITÀ'		5.243.018	5.226.385
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	28	15.032	15.032
Altre Riserve	28	1.674.760	1.213.351
Utili/(Perdite) a nuovo	28	300.108	438.028
Utile dell'esercizio	28	78.547	378.939
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante		2.068.447	2.045.350
Partecipazioni di terzi	29	7.514	9.332
TOTALE PATRIMONIO NETTO		2.075.961	2.054.682
PASSIVITÀ'			
Benefici ai dipendenti	13	3.578	3.723
Passività per imposte differite	42	220.889	197.262
Fondo Business Dismessi	25	84.467	84.691
Fondo oneri smantellamento	19	97.279	92.613
Altri fondi non correnti	26	32.935	24.401
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	-	(0)
Passività finanziarie non correnti	33	2.093.189	1.751.255
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	167.681	150.955
Altre passività non correnti	12	30.866	30.989
Passività non correnti		2.730.884	2.335.888
Altri fondi correnti	26	36.291	38.730
Debiti commerciali	8	101.843	123.002
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	19.710	76.644
Passività finanziarie correnti	33	112.357	389.716
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	6.346	6.362
Altre passività correnti	11	54.209	59.628
Passività per imposte correnti	41	96.610	52.311
Passività correnti		427.367	746.394
Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute	43	8.806	89.421
TOTALE PASSIVITÀ'		3.167.056	3.171.703
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ'		5.243.018	5.226.385

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

PROSPETTO DEI FLUSSI FINANZIARI ⁽¹⁾ ⁽²⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2023	1° semestre 2022
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA:			
Risultato netto del periodo		79.619	406.669
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	20	112.778	117.322
- Incremento altri fondi	19-25-26	5.720	12.374
- Decremento altri fondi	19-25-26	(10.572)	(7.623)
- Proventi (oneri) da partecipazioni	23	(5.141)	73
- Variazione dei fondi relativi al personale	13	(145)	(183)
Oneri finanziari	36	12.835	19.206
Imposte sul reddito	40-41	32.501	66.034
Altre variazioni di elementi non monetari	28	167.626	(686)
		395.220	613.185
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	7	(1.053)	3.887
- Variazione dei crediti commerciali	6	39.889	89.581
- Variazione dei debiti commerciali	8	(24.822)	(65.531)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	9-10-11-12	848	(30.060)
- Variazione fair value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	37-38	(1.503)	(97.365)
Pagamento imposte	40-41	(8.279)	(46.000)
		5.080	(145.488)
		400.301	467.697
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA IN ESERCIZIO (A)			
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA DESTINATA AD ESSERE CEDUTA	43	59.714	18.241
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA		460.014	485.938
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:			
Acquisizione di attività immateriali	14-15	(1.306)	(551)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	17	(129.169)	(120.632)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24	-	(661)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	14-15-16-18	(3.800)	(14.233)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	22	(383)	(146)
Incasso da cessione partecipazioni per clausole di aggiustamento prezzo	23	5.141	-
Incasso cessione ERG Hydro	44	-	1.093.438
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24-31	822	(6.918)
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	31-32	60.360	43.903
Variazione Area di Consolidamento per business combination	45	(84.727)	(24.321)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO IN ESERCIZIO (B)		(153.062)	969.880
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE	43	(1.954)	(34.741)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO		(155.016)	935.139
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO:			
Nuovi finanziamenti non correnti	33-45	330.000	-
Rimborsi di finanziamenti non correnti	33	(118.117)	(260.000)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	33	385	(974.581)
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	33	(249.438)	(82.827)
Interessi pagati	36	(2.358)	(14.416)
Chiusura anticipata finanziamenti	36	-	(2.900)
Dividendi corrisposti ad azionisti	28-29	(152.427)	(136.168)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	34	(3.823)	(2.280)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO IN ESERCIZIO (C):		(195.778)	(1.473.171)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE	43	(57.758)	6.550
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO		(253.536)	(1.466.620)
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)		51.462	(45.543)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO		392.811	860.352
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		51.462	(45.543)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		444.271	814.808

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

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾

	Note	Capitale sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazione di terzi	Totale Patrimonio Netto
(migliaia di Euro)									
SALDO AL 31/12/2021		15.032	(197.831)	4.608	1.564.275	172.897	1.558.983	9.639	1.568.622
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	172.897	(172.897)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	1.339	-	1.339	-	1.339
Distribuzione dividendi e riserve		-	-	-	(134.584)	-	(134.584)	(1.584)	(136.168)
Acquisizioni di società di terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	265	-	265	-	265
<i>Risultato netto di periodo</i>		-	-	-	-	404.835	404.835	1.834	406.669
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>		-	100.028	(5.919)	-	-	94.109	-	94.109
Risultato netto complessivo		-	100.028	(5.919)	-	404.835	498.944	1.834	500.778
SALDO AL 30/06/2022		15.032	(97.802)	(1.312)	1.604.192	404.835	1.924.947	9.889	1.934.836
SALDO AL 31/12/2022	28	15.032	54.749	(12.618)	1.609.244	378.939	2.045.350	9.332	2.054.682
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	378.939	(378.939)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	28	-	-	-	1.339	-	1.339	-	1.339
Distribuzione dividendi	28-29	-	-	-	(149.538)	-	(149.538)	(2.889)	(152.427)
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	681	-	681	-	681
<i>Risultato netto di periodo</i>	28-29	-	-	-	-	78.547	78.547	1.071	79.619
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>	28	-	78.907	13.161	-	-	92.067	-	92.067
Risultato netto complessivo		-	78.907	13.161	-	78.547	170.615	1.071	171.686
SALDO AL 30/06/2023	28	15.032	133.656	543	1.840.666	78.547	2.068.447	7.514	2.075.961

(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 ed ha sede legale Genova in via De Marini 1 (Torre WTC), Italia.

Il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 2023 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, solare e termoelettrica cogenerativa¹⁴ ad alto rendimento principalmente in Italia, Francia, Germania, Regno Unito, Polonia, Romania, Bulgaria, Spagna e Svezia.

La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2023.

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 alla Relazione Finanziaria Annuale 2022;
- 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 33 - 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 annuale, per le quali, pertanto, si rimanda al Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2022.

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.

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

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

¹⁴ Business in corso di cessione come meglio commentato nella Sezione **VII. Attività destinate ad essere cedute**.

CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Il presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato è costituito:

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

Inoltre, come richiesto dalla delibera Consob 15519 del 27 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

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

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

Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di periodo in periodo e, pertanto, non è da escludersi che nei periodi successivi gli attuali valori di Bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate. In merito alla cessione del business Termoelettrico e agli Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia si rimanda a quanto indicato nel paragrafo successivo.

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	<p>Le principali assunzioni per la determinazione dei valori recuperabili riguardano, nello specifico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 21 - Impairment test.</p>
Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti	<p>Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua. 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).</p> <p>Si veda la sezione III. Attività di Investimento per maggiori dettagli.</p> <p>Nel periodo, il Gruppo ha modificato la stima delle vite utili di alcuni parchi eolici in Europa al fine di allinearsi a stime più recenti e accurate, validate anche da professionisti e periti esterni, per fornire una rappresentazione più coerente di tali impianti. La modifica ha effetto sul periodo corrente e nei futuri esercizi, in conformità a quanto previsto dallo IAS 8 Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori. Si veda la Nota 20 - Ammortamenti e Svalutazioni.</p>
Recuperabilità delle imposte differite attive	<p>La loro iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo degli accordi dei consolidati fiscali (Nota 42 - Fiscalità Differita).</p>

Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali	<p>I processi valutativi sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni, e riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario e quindi la classificazione tra le passività ovvero tra le passività potenziali, sia la quantificazione del relativo ammontare. Si veda la sezione IV. Fondi e Passività Potenziali.</p> <p>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 (Nota 25 - Fondo Business Dismessi).</p>
Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività	<p>I crediti commerciali e gli altri crediti e le attività derivanti da contratti con i clienti sono sottoposti a verifica per riduzione di valore in conformità con le disposizioni dell'IFRS 9 sulle perdite attese su crediti. Le perdite attese su crediti (<i>Expected Credit Losses</i>) sono una stima delle perdite ponderata in base alle probabilità di default della controparte. Si veda la Nota 6 - Crediti commerciali.</p>
Valutazioni del fair value	<p>Diversi principi contabili e alcuni obblighi di informativa richiedono al Gruppo la valutazione del <i>fair value</i> delle attività e delle passività finanziarie e non finanziarie. Il Gruppo ha in essere una propria struttura di valutatori responsabili in generale di tutte le valutazioni di <i>fair value</i> significative, comprese quelle di Livello 3 (se presenti). 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 fair value in cui classificare la relativa valutazione. Gli aspetti significativi relativi alla valutazione sono comunicati al Comitato Controllo e Rischi del Gruppo. Si veda anche la Sezione V. Gestione finanziaria.</p>
Business Combination	<p>Valutazione al <i>fair value</i> del corrispettivo trasferito (compreso il corrispettivo potenziale) e <i>fair value</i> delle attività acquisite e delle passività assunte, valutate a titolo provvisorio se alla Reporting Date la contabilizzazione iniziale dell'aggregazione aziendale risulta ancora provvisoria.</p>
Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo delle Attività per diritti di utilizzo	<p>Il tasso di finanziamento utilizzato è il tasso di finanziamento marginale, determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva <i>forward</i> basata sui tassi swap area Euro. 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 18 - Attività per diritti di utilizzo.</p>

Cessione del Business Termoelettrico

Il Gruppo nel corso dell'esercizio 2021 aveva avviato un processo competitivo finalizzato alla cessione del **business termoelettrico**, nell'ambito di un più ampio processo di Asset rotation volto al conseguimento di un modello di business interamente focalizzato sulla produzione di energia eolica e solare. In data 29 giugno 2023 ERG ha firmato un accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.. Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia – al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso. Nel perimetro della cessione sono incluse 144 persone dedicate a garantire il funzionamento della centrale termoelettrica.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto a mantenere la classificazione dei relativi risultati alla riga **“Risultato netto attività destinate ad essere cedute”** e a classificare nelle Attività e Passività nella Situazione patrimoniale finanziaria le Attività e le Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute, in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5 già riscontrate in sede di predisposizione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2022 e del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2022. Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione **VII. Attività destinate ad essere cedute**.

Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (Clawback Measures e Windfall Tax)

Nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico come meglio commentate in **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

L'applicazione di tali misure ha comportato restituzioni per un impatto negativo nel semestre pari a circa 7 milioni sul margine operativo lordo (5 milioni sul risultato netto delle attività continue).

Si riporta di seguito il dettaglio per paese degli impatti delle suddette misure per il Gruppo.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Ricavi (gross clawback)	377	374	3
(-) clawback measures	7	5	2
<i>Francia</i>	2	-	2
<i>Est Europa</i>	5	5	-
Ricavi (net clawback)	370	369	1
Margine operativo lordo (gross clawback)	270	277	(7)
(-) clawback measures	7	5	2
<i>Francia</i>	2	-	2
<i>Est Europa</i>	5	5	-
Margine operativo lordo (net clawback)	263	272	(9)
Risultato netto attività continue (gross clawback e windfall tax)	121	122	(1)
(-) clawback measures e windfall tax ⁽¹⁾	6	40	(34)
<i>Italia</i>	-	36	(36)
<i>Francia</i>	2	-	2
<i>Est Europa</i>	4	4	-
Risultato netto attività continue (net clawback)	116	82	34

(1) Il primo semestre 2022 comprendeva misure di windfall tax rilevate alla riga imposte pari a 36 milioni di Euro, derivanti dal D.L. del 21 marzo 2022.

In particolare, in Italia si fa riferimento:

- al Contributo extraprofitto introdotto dal D.L. 21 marzo 2022;
- al Contributo di solidarietà temporaneo 2023 introdotto dalla Legge di Bilancio per 2023 (Legge n. 197 del 29 dicembre 2022);
- all'Art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter)

All'estero si fa riferimento:

- all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania;
- alle normative su Price cap.

Eventi bellici in Ucraina

Relativamente al conflitto in Ucraina, il management sta continuando a monitorare le eventuali criticità e gli impatti, anche potenziali, sul Gruppo ERG, in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di *business continuity*. Per quanto riguarda il rischio credito non esistono posizioni aperte direttamente con controparti di diritto russe e ucraine. In relazione alla sicurezza impianti non si segnalano novità rispetto a quanto illustrato nella Relazione Finanziaria Annuale 2022 con riferimento alla posizione di alcuni parchi eolici del Gruppo nell'Est Europa (Polonia e Romania) vicini al confine ucraino.

In relazione alla *business continuity*, in merito all'approvvigionamento di gas per il business termoelettrico, ERG attualmente si approvvigiona principalmente sul mercato spot. La criticità, nel corso del periodo precedente, è stata principalmente legata all'operatività, diventata più onerosa sia in termini di prezzi di approvvigionamento disponibili sul mercato, sia di effort organizzativo. La situazione relativa al mercato delle commodities è tuttavia parzialmente rientrata con lo scenario prezzi del gas e dell'elettricità in netto calo nel primo semestre 2023 rispetto agli elevati prezzi registrati nel 2022.

Le manovre messe in atto dalle principali banche centrali mondiali per contenere lo scenario inflattivo aggravato dalle tensioni geopolitiche stanno invece continuando ad avere forti impatti sui mercati finanziari, con il livello dei tassi di interesse che si mantiene particolarmente alto. Il generale aumento dei prezzi di materie prime e prodotti finiti potranno infine impattare gli investimenti in progetti in costruzione nel breve/medio termine. I profili di incertezza conseguenti al quadro macroeconomico attuale, con particolare riferimento alla dinamica dei tassi e ad eventuali ulteriori interventi regolatori nel settore dell'energia, potranno impattare sulla determinazione dei valori di recuperabilità degli attivi iscritti nelle immobilizzazioni materiali e immateriali.

Rischio Climate Change

Il rischio relativo al climate change identifica la possibilità che variazioni climatiche nel breve, medio e lungo periodo possano avere impatti sul business di ERG con conseguenze dal punto di vista operativo ed economico-finanziario

in termini di, tra gli altri: diminuzione della disponibilità di risorse rinnovabili (vento e sole); limitazioni o impedimenti all'operatività, aumento dei costi di Operation & Maintenance, aumento dei costi di assicurazione, maggiori oneri di compliance, etc. Prendendo a riferimento l'ultimo rapporto sui cambiamenti climatici di *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) viene confermato l'innalzamento globale delle temperature e una tendenza alla variazione della ventosità con un aumento degli eventi con impatti estremi; tuttavia, la valutazione dei danni da cambiamento climatico è caratterizzata da una forte incertezza per: (i) la difficile definizione degli effetti futuri sia in termini quantitativi sia nella loro distribuzione spaziale; (ii) la difficile valutazione di eventuali vulnerabilità e/o resilienze dei settori analizzati. La Commissione Europea ha proposto il piano "Repower EU" per accelerare la transizione energetica pulita e diversificare le fonti energetiche. Le principali misure includono l'aumento degli obiettivi di energia rinnovabile e semplificazioni delle procedure autorizzative. La strategia di gestione del rischio di ERG si concentra, in particolare, sulla diversificazione geografica delle fonti energetiche rinnovabili, anche sfruttando le sinergie territoriali. Il Gruppo adotta inoltre strumenti di previsione meteorologica e modelli statistici per mitigare gli impatti del Climate Change. Il Gruppo è pertanto impegnato in prima linea a contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici investendo in tecnologie a zero emissioni, come l'eolico e il solare, per allinearsi con gli obiettivi europei e delle Nazioni Unite sulle energie rinnovabili. Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito alle tipologie dei rischi generati dal Climate Change e la strategia di gestione di tali rischi si rimanda a quanto indicato nella Relazione Finanziaria annuale 2022.

PRINCIPI E VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Criteri e Metodi di consolidamento¹⁵

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 47 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo**.

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

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

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società controllate si rimanda a quanto riportato nella **Nota 47 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo** e nella **Nota 28 - 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 medio di 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 ed il consolidamento dei bilanci in moneta diversa dall'Euro:

cambio: valuta estera / EUR

Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾	
Polonia	PLN - Zloty	4,439	4,624
Romania	RON - Leu Romeno	4,964	4,934
UK	GBP - Sterlina britannica	0,858	0,876
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,956	1,956
Svezia	SEK - Corona Svedese	11,800	11,330

(1) Cambio al 30 giugno 2023.

(2) Cambio medio del primo semestre 2023.

Per quanto riguarda la definizione e criteri di rilevazione e misurazione delle attività e passività destinate ad essere cedute secondo quanto previsto dall'IFRS 5 si rimanda alla **Nota 42 - Attività e Passività destinate ad essere cedute** ed alla **Nota 43 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute**.

Di seguito vengono riepilogate, le variazioni del perimetro di consolidamento, intervenute nel semestre, relative alla business Spagna Solare:

- in data 23 giugno 2023 ERG, tramite la propria controllata ERG Hamburg Holding GmbH, ha perfezionato l'acquisizione da IBV Solar Parks, B.V. – azienda del gruppo tedesco ib vogt GmbH – del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto, attualmente in fase finale di costruzione, avrà una capacità installata di 149 MWp con un'entrata in esercizio prevista entro la fine del 2023.
- in data 30 giugno 2023 ERG, tramite la propria controllata ERG Spain Holdco S.L.U., ha perfezionato l'acquisizione da Renertia Gestion Solar II, S.C.R.-PYME S.A., società riconducibile a Renertia Investment Company – del 100% del capitale di Instalación Fotovoltaica Arericsol VIII, S.L.U., società proprietaria di un impianto fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella Comunidad Autónoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MWp. L'impianto di Fregenal, costruito nel corso del 2022, è in fase di avvio ed avrà una produzione totale annua stimata di circa 50 GWh.

¹⁵ I criteri e i metodi di consolidamento specificamente riferiti all'asset termoelettrico non sono qui riportati in quanto tali assets sono stati classificati nelle **Attività e Passività destinate ad essere cedute**.

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

(migliaia di Euro)	Garnacha	Fregenal	TOTALE
Autorizzazioni e Concessioni	65.375	14.964	80.340
Altre attività immateriali	-	-	-
Avviamento	1.752	95	1.848
Immobili, impianti e macchinari	104.019	18.490	122.508
Attività per diritti di utilizzo	14.995	2.468	17.463
Partecipazioni	-	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	15.937	-	15.937
Attività per imposte differite	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-
Attività non correnti	202.078	36.017	238.096
Rimanenze	-	100	100
Crediti commerciali	-	-	-
Altri crediti e attività correnti	299	404	704
Attività per imposte correnti	-	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value*	2.818	-	2.818
Altre attività finanziarie correnti*	20	-	20
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(50.188)	(10.773)	(60.960)
Attività correnti	(47.050)	(10.268)	(57.319)
TOTALE ATTIVITA'	155.028	25.749	180.777
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-	-
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	17.048	3.741	20.789
Fondo Business Dismessi	-	-	-
Fondo oneri smantellamento	2.473	415	2.888
Altri fondi non correnti	12.500	-	12.500
Passività finanziarie valutate al Fair Value*	-	-	-
Passività finanziarie non correnti*	77.855	-	77.855
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	14.995	2.468	17.463
Altre passività non correnti	-	54	54
Passività non correnti	124.872	6.678	131.550
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	3.663	-	3.663
Passività finanziarie valutate al Fair Value*	-	-	-
Passività finanziarie correnti*	26.493	19.071	45.564
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	-	-	-
Altre passività correnti	-	-	-
Passività per imposte correnti	-	-	-
Passività correnti	30.156	19.071	49.227
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	155.028	25.749	180.777
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta (a)	(166.693)	(32.312)	(199.005)
<i>Impatto IFRS 16 su Posizione Finanziaria Netta (b)</i>	<i>(14.995)</i>	<i>(2.468)</i>	<i>(17.463)</i>
Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione Intermedia sulla Gestione c = (a-b)	(151.698)	(29.844)	(181.542)

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 sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di asset** nella sezione **VIII. Altre Note**.

II. GESTIONE OPERATIVA

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

Si ricorda che i dati patrimoniali ed economici del business termoelettrico, in corso di cessione, sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nella [Sezione VII Attività destinate ad essere cedute](#).

INFORMATIVA PER SETTORE OPERATIVO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

A seguito del già commentato processo di Asset Rotation, a partire dall'esercizio 2022, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera, in coerenza con le nuove metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, ed in linea con il Piano Industriale 2022-2026, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2022, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nell'Eolico e nel Solare attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica.

Si precisa che i risultati, esposti per area geografica dal 2022, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management del Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

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, UK & Nordics (Regno Unito e Svezia) e Spagna.

Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal Management e dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo ai fini del monitoraggio e gestione dell'andamento dei business. I prospetti di seguito indicati riportano l'informativa per area geografica e settore dei risultati indicati negli schemi di Bilancio.

Con riferimento all'Italia, e all'attuale processo di cessione del settore termoelettrico, i relativi risultati sono stati riclassificati come "Attività destinate ad essere cedute" e pertanto i dati di sintesi economici e patrimoniali di tale settore operativo in

dismissione, così come quelli del settore idroelettrico dismesso nel corso dell'esercizio precedente, non sono stati illustrati nell'informativa di settore sottostante al presente paragrafo". Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 44 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute](#).

Si precisa che in 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 e svalutazioni di valore di:

- 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.

Informativa per area geografica

1° semestre 2023

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui					
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna
Ricavi totali	386	207	61	47	40	19	12
Ricavi infrasettori	(16)	(16)	-	-	-	-	-
Ricavi	370	191	61	47	40	19	12
Margine operativo lordo	269	139	42	37	30	11	10
Ammortamenti e svalutazioni	(113)	(63)	(21)	(11)	(9)	(6)	(2)
Risultato operativo netto	156	76	20	26	21	6	7
Investimenti in attività immobilizzate	130	97	11	-	-	22	-

1° semestre 2023

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui					
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna
Ricavi totali	385	199	50	46	56	21	12
Ricavi infrasettori	(16)	(16)	-	-	-	-	-
Ricavi	369	183	50	46	56	21	12
Margine operativo lordo	275	137	31	36	43	18	11
Ammortamenti e svalutazioni	(117)	(68)	(23)	(15)	(7)	(2)	(2)
Risultato operativo netto	158	69	8	21	36	16	9
Investimenti in attività immobilizzate	122	53	9	0	13	48	-

RICAVI E MARGINALITÀ OPERATIVA

NOTA 1 - RICAVI

Definizione 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;
 - Vendita di energia elettrica tramite Power Purchase Agreement (PPA).
2. Ricavi per tariffa incentivante (Feed in tariff, aste, feed in premium, etc.) su energia elettrica;
3. Ricavi per certificati verdi (società estere) e garanzie d'origine.

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 Gruppo stipula derivati su commodity per la gestione del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica. I ricavi includono anche i proventi e gli oneri derivanti dalla riclassifica della riserva di cash flow hedge relativa agli strumenti derivati con obiettivi di copertura vendite Power. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 38 - Informativa sui rischi finanziari**.

Per quanto riguarda i ricavi per **tariffa incentivante**, aventi durata tra i 10 e i 20 anni, può accadere che la stessa sia fatturata al cliente unitamente all'energia elettrica trasferita, o riconosciuta separatamente dai Regulator alla società (in Italia tipicamente dal GSE). Tali accordi sono considerati performance obligation separate dalla fornitura di energia e, nel caso in cui fossero unitamente fatturate assieme al corrispettivo per energia venduta al cliente, il ricavo verso il cliente esclude la porzione di tariffa incentivante. La performance obligation per tariffa incentivante viene adempiuta in un determinato momento (quando le specifiche condizioni accordate con il 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 Documento, 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 **ricavi per 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, il GSE rilascia un titolo "GO".

Il Gruppo ritiene che il certificato sia stato già sostanzialmente assegnato nel momento in cui è prodotta l'energia rinnovabile, ed 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.

Come già indicato precedentemente, si precisa che a seguito all'attuale processo di cessione del Business Termoelettrico, nel presente documento si è proseguito ad esporre alla riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il relativo contributo del business termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5, come già effettuato in Relazione sulla gestione 2022.

Infine, si segnala che i ricavi sono esposti al netto degli effetti delle misure transitorie (clawback measures).

1° SEMESTRE 2023

(migliaia di Euro)	Italia Eolico	Italia Solare	Estero Eolico	Estero Solare	Corporate	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	137.559	7.628	73.103	12.111	-	230.401
Tariffa incentivante - Feed in Tariff	5.374	35.766	82.791	4.840	-	128.771
Certificati Verdi estero	-	-	7.320	-	-	7.320
Totale Ricavi di vendita	142.933	43.394	163.214	16.951	-	366.492
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	-	-	-	-	3.315	3.315
Totale Ricavi per prestazioni	-	-	-	-	3.315	3.315
Totale Ricavi	142.933	43.394	163.214	16.951	3.315	369.807

1° SEMESTRE 2022

(migliaia di Euro)	Italia Eolico	Italia Solare	Estero Eolico	Estero Solare	Corporate	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	110.668	11.116	26.272	-	-	148.056
Tariffa incentivante - Feed in Tariff	33.218	34.332	90.302	4.943	-	162.794
Certificati Verdi estero	-	-	51.757	-	-	51.757
Totale Ricavi di vendita	143.886	45.447	168.331	4.943	-	362.606
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	-	-	-	-	6.543	6.543
Totale Ricavi per prestazioni	-	-	-	-	6.543	6.543
Totale Ricavi	143.886	45.447	168.331	4.943	6.543	369.149

I ricavi sono sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2022 a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e ad inizio del 2023, compensato dai minori prezzi di mercato e dalle minori produzioni eoliche e solari registrate.

Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella **Relazione Intermedia sulla gestione**.

Si segnala che per una maggior comparabilità dei dati è stata riesposta la voce Ricavi di vendita relativa al primo semestre 2022 al netto della Windfall tax in Romania per 5 milioni di Euro, precedentemente riportata come Imposte e tasse alla voce Costi per servizi e altri costi operativi.

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, per i contratti ai clienti finali e per i ricavi di trasporto le tempistiche variano in base alla controparte.

Per quanto riguarda le tempistiche di erogazione degli incentivi in Italia per il generico mese "m" il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese "m+1", avviene entro la fine del mese "m+2". Per le società solari, infine, si precisa che il GSE eroga le tariffe incentivanti con rate mensili costanti in misura pari al 90% della producibilità media annua stimata di ciascun impianto, nell'anno solare di produzione, ed effettua il conguaglio, in relazione alla produzione effettiva, entro il 30 giugno dell'anno successivo. I pagamenti in acconto sono eseguiti alla fine del secondo mese successivo a quello del periodo di competenza.

Si ricorda che il Gruppo, in qualità di leader nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in ragione di un piano strategico orientato ad una crescita di potenza installata in Italia ed all'estero, 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.

Segue una sintesi dei contratti PPA per paese finalizzati entro il 30 giugno 2023:

Paese	Data di inizio/ Durata	Controparte	Volume	Tipologia	Prezzo	Impianti/capacità	Contabilizzazione
 Italia	gennaio 2022 / 10 anni	TIM	~340 GWh Baseload / Pay as Produced	Fisico	Collar	Wind Italy Portfolio / 77 MW	 IFRS 15
 Italia	gennaio 2023 / gennaio 2024 / 12 anni	Luxottica	~70 GWh Baseload	Fisico da gennaio 2024	Fisso	Partinico / Monreale / 42 MW	 IFRS 15
 Francia	maggio - settembre 2021 / 5 anni	Engie	~45 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Bois Bigot / Bois de l'Arche / 21 MW	 IFRS 15
 Francia	ottobre - dicembre 2021 / 5 anni	Engie	~100 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Theta Portfolio / 55 MW	 IFRS 15
 Regno Unito	gennaio 2022 / 6 anni	ElectroRoute	~240 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Evisagaran / Craiggorr 70 MW	 IFRS 15
 Regno Unito	gennaio 2023 / gennaio 2024 / 10 anni	Engie UK	~530 GWh Baseload	Fisico	Fisso	Sandy Knowe / Creagh Riabhach 179 MW	 IFRS 15

NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Indennizzi	3.354	1.075	2.279
Altri proventi	2.211	1.914	297
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	6.355	2.873	3.482
Recuperi di spese	321	123	199
TOTALE	12.242	5.985	6.257

La variazione rispetto al primo semestre 2022 si riferisce principalmente a indennizzi contrattuali e garanzie ricevute da fornitori per 2,8 milioni di Euro, oltre che, per 2,3 milioni di Euro al rilascio di fondi rischi iscritti al momento dell'acquisizione di alcune società, essendo venuti meno i presupposti che ne avevano comportato l'iscrizione negli esercizi precedenti.

NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 5.718 migliaia di Euro (4.833 migliaia di Euro nel primo semestre 2022) 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.

NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI OPERATIVI – PERDITE PER RIDUZIONE DI VALORE DEI CREDITI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Costi per servizi	61.096	53.692	7.404
Affitti passivi, canoni e noleggi	8.784	7.282	1.501
Imposte e tasse	7.434	6.885	549
Altri costi di gestione	3.383	1.444	1.939
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.329	1.684	(355)
Totale	82.025	70.988	11.038

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

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

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	22.013	18.260	3.753
Servizi Information Technology (IT) e generali	13.944	14.872	(928)
Consulenze	7.251	7.034	218
Utenze e somministrazioni	5.624	5.950	(326)
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	4.449	516	3.933
Assicurazioni	3.398	2.802	597
Emolumenti Amministratori	3.344	3.318	26
Prestazioni da gestore di rete	680	546	134
Emolumenti Sindaci	202	191	11
Pubblicità e promozioni	191	204	(14)
Totale	61.096	53.692	7.404

- le **Manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica; l'incremento si riferisce alle operazioni di aggregazione aziendale (acquisizioni) effettuate nel periodo oltre che al contributo dei parchi entrati in esercizio nel Regno Unito.
- i **Servizi Information Technology (IT) e generali** riguardano servizi informatici, spese bancarie, spese generali, servizi di vigilanza e pulizia e costi accessori al personale e HSE.
- le **Consulenze** comprendono principalmente le spese per consulenze legali, tecniche e professionali oltre che gli oneri sostenuti per operazioni straordinarie.
- gli **Emolumenti Amministratori** comprendono gli emolumenti, le spese e la quota del costo di competenza del Piano di incentivazione di lungo termine 2021-2023. Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni, a seguito dell'attuazione del suddetto Piano di incentivazione con riferimento agli Amministratori, si è provveduto al rilevamento, nei costi per servizi, della quota del costo di competenza. Per ulteriori dettagli si rimanda alla **Nota 5 - Costo del lavoro**.

- i **Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto** vedono un incremento dato dal fatto che fino al primo semestre 2022 le società italiane che acquisivano energia per utenze e i relativi costi di distribuzione e di trasporto da ERG Power Generation S.p.A., a partire dal secondo semestre 2022 si rivolgono principalmente a fornitori terzi.

NOTA 5 - COSTO DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Salari e stipendi	19.109	17.592	1.517
Oneri sociali	4.645	4.846	(201)
Trattamento di fine rapporto	955	1.107	(151)
Altri costi del personale	746	900	(155)
Totale	25.455	24.445	1.010

Al 30 giugno 2023 l'organico complessivo dei dipendenti¹⁶ risulta pari a 612 unità (566 al 30 giugno 2022).

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**.

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

Per quanto concerne le Operazioni con pagamento basato su azioni non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2022.

¹⁶ Il numero dei dipendenti non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT destinata ad essere ceduta.

CIRCOLANTE E ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti commerciali	6	162.577	202.465	(39.889)
Rimanenze	7	18.756	17.603	1.153
Debiti commerciali	8	(101.843)	(123.002)	21.159
Capitale Circolante Operativo		79.489	97.066	(17.577)
Altri crediti e attività correnti	9	98.766	82.147	16.619
Altre attività non correnti	10	45.092	53.530	(8.437)
Altre passività non correnti	12	(30.866)	(30.989)	123
Altre passività correnti	11	(54.209)	(59.628)	5.419
Crediti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	31	1.328	72.033	(70.705)
Debiti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	35	(19.710)	(76.644)	56.934
Benefici ai dipendenti	13	(3.578)	(3.723)	145
Altre attività (passività)		36.824	36.727	97

NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti verso clienti	129.584	157.880	(28.295)
Crediti per incentivi	38.487	58.722	(20.236)
Fondo svalutazione crediti	(5.495)	(14.137)	8.642
Totale	162.577	202.465	(39.889)

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi e certificati ambientali (tariffa incentivante e certificati verdi).

La variazione del periodo è principalmente imputabile alla diminuzione del prezzo degli incentivi in Italia, allo scenario energetico e ai minori volumi registrati.

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

(migliaia di Euro)	30/06/2023	Incrementi	Decrementi	31/12/2022
Fondo svalutazione crediti	(5.495)	-	(8.642)	(14.137)
Totale	(5.495)	-	(8.642)	(14.137)

Il decremento del periodo si riferisce principalmente all'utilizzo per stralcio di crediti per incentivi in Est Europa, a seguito di una sentenza della Corte Suprema Amministrativa nel mese di aprile 2023 che ne sancisce la definitiva irrecuperabilità. Il relativo fondo svalutazione era stato iscritto ai fini del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2021.

Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

NOTA 7 - RIMANENZE

Le **Rimanenze**, pari a 19 milioni di Euro (18 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), includono principalmente parti di ricambio per parchi eolici e fotovoltaici

NOTA 8 - DEBITI COMMERCIALI

I **Debiti commerciali**, pari a 102 milioni di Euro (123 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), includono principalmente i debiti per costi di manutenzione e altri servizi da terzi per i parchi in esercizio (51 milioni di Euro), per investimenti legati ai parchi in costruzione (19 milioni di Euro) e per acquisti di energia elettrica (32 milioni di Euro). La variazione riguarda principalmente gli acquisti di energia elettrica, impattati da minori prezzi e minori volumi nel primo semestre 2023.

NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti tributari	54.932	43.544	11.389
Quote di oneri differiti	24.920	17.157	7.763
Crediti diversi	18.913	21.446	(2.533)
Totale	98.766	82.147	16.619

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**.

Le **Quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 13 milioni di Euro e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo per circa 12 milioni di Euro.

NOTA 10 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 45 milioni di Euro (54 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) 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 12 - Altre passività non correnti**);
- a crediti per 8 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 24 - Altre attività finanziarie non correnti**;
- a oneri fiscali differiti relativi ad anni successivi (8 milioni di Euro), relativi principalmente all'imposta sostitutiva sull'affrancamento dell'avviamento della società Andromeda PV S.r.l.

NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Altre passività correnti	31.140	26.407	4.733
Debiti verso erario	14.748	10.572	4.176
Debiti verso il personale	4.652	10.846	(6.194)
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	3.233	4.531	(1.298)
Ratei e risconti passivi	435	7.272	(6.837)
Totale	54.209	59.628	(5.419)

La variazione della voce **Altre passività correnti** si riferisce principalmente a depositi cauzionali a breve termine ricevuti da clienti del Gruppo, oltre che a variazioni di poste minori.

La variazione della voce **Debiti verso il personale** si riferisce principalmente al pagamento delle premialità legate al Piano di Compensation per il Management.

NOTA 12 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594	-
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821	-
Altre poste minori	1.731	1.782	(51)
Ratei e risconti passivi	719	791	(72)
Totale	30.866	30.989	(123)

NOTA 13 - BENEFICI AI DIPENDENTI

Le passività per benefici ai dipendenti, pari a 3.578 migliaia di Euro (3.723 migliaia di Euro al 31 dicembre 2022), accolgono 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 nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2022. In particolare, in virtù dell'assenza di variazioni significative nel corso del primo semestre 2023 dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

III. ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO

NOTA 14 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

(migliaia di Euro)	Autorizzazioni e Concessioni
Costo storico	1.377.656
Ammortamenti e svalutazioni	(421.415)
SALDO AL 31/12/2022	956.240
Movimenti del periodo:	
Variazione area di consolidamento	80.340
Ammortamento	(31.672)
Altre variazioni	26
Costo storico	1.457.995
Ammortamenti e svalutazioni	(453.061)
SALDO AL 30/06/2023	1.004.935

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

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce principalmente all'incremento derivante dalle aggregazioni aziendali Garnacha e Fregenal, avvenute nel corso del primo semestre 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 45 - Business Combination e Acquisizione di Asset](#).

NOTA 15 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	64.475	7.739	72.213
Ammortamenti e svalutazioni	(56.788)	-	(56.788)
SALDO AL 31/12/2022	7.686	7.739	15.425
Movimenti del periodo:			
Investimenti	946	360	1.306
Riclassifiche	1.636	(1.636)	-
Ammortamento	(1.413)		(1.413)
Altre variazioni	330	632	962
Costo storico	66.663	7.095	73.758
Ammortamenti e svalutazioni	(57.478)		(57.478)
SALDO AL 30/06/2023	9.185	7.095	16.280

Per maggiore chiarezza, i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e 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 16 - AVVIAMENTO

La voce al 30 giugno 2023 risulta essere pari 410 milioni di Euro (408 milioni di Euro al 31 dicembre 2022). La variazione si riferisce alle aggregazioni aziendali avvenute nel corso del primo semestre 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 - Business Combination e Acquisizione di Asset**.

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 21 - Impairment Test**.

NOTA 17 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	99.830	4.251.483	35.975	214.461	4.601.749
Ammortamenti e svalutazioni	(46.974)	(2.409.824)	(24.879)	-	(2.481.677)
SALDO AL 31/12/2022	52.856	1.841.660	11.096	214.461	2.120.073
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	122.508	-	-	122.508
Investimenti	508	422	1.090	127.149	129.169
Riclassifiche	-	20.059	105	(20.164)	-
Alienazioni e dismissioni	-	(1.922)	-	-	(1.922)
Ammortamenti	(1.530)	(71.476)	(1.948)	-	(74.954)
Altre variazioni	982	16.783	85	-	17.850
Costo storico	101.542	4.339.369	36.253	321.445	4.798.387
Ammortamenti e svalutazioni	(48.726)	(2.411.335)	(25.825)	-	(2.485.664)
SALDO AL 30/06/2023	52.817	1.928.034	10.428	321.445	2.312.724

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

La **Variazione dell'area di consolidamento** si riferisce principalmente alle già commentate operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel periodo e agli investimenti effettuati nel periodo. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 45 - Business Combination e acquisizione di Asset**.

Gli **Investimenti** si riferiscono principalmente a investimenti per attività di Repowering su alcuni parchi eolici italiani per circa 79 milioni di Euro, oltre che allo sviluppo di parchi eolici in costruzione in Italia, Regno Unito e Francia per circa 50 milioni di Euro.

La voce **Riclassifiche** include riclassifiche tra classi di cespiti differenti, relativamente al completamento di parchi eolici in costruzione, in particolare nel Regno Unito e per le attività di Repowering in Italia (Partinico-Monreale).

La voce **Altre variazioni** si riferisce principalmente per circa 16 milioni di Euro alla variazione 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 33 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

NOTA 18 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

Si riporta nella tabella seguente la movimentazione della voce nel periodo:

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
SALDO AL 31/12/2022	152.942	479	30	858	154.311
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	1.405	792	167	706	3.070
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	17.463	-	-	-	17.463
Ammortamento del periodo	(4.160)	(15)	(25)	(539)	(4.739)
SALDO AL 30/06/2023	167.651	1.256	172	1.025	170.104

L'incremento del periodo della voce **Terreni e fabbricati** è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi eolici e impianti fotovoltaici riferiti alle già citate aggregazioni aziendali.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 45 - Business Combination e acquisizione di asset** nella sezione **VIII. Altre Note**.

NOTA 19 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2023	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2022
Fondo oneri smantellamento	97.279	4.269	(2.491)	2.888	92.613
Totale	97.279	4.269	(2.491)	2.888	92.613

La movimentazione del periodo è principalmente legata agli incrementi relativi all'iscrizione del fondo smantellamento dei parchi eolici entrati in esercizio all'inizio del 2023 in UK (circa 1 milione di Euro) e alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino di alcuni parchi eolici in Italia oggetto di acquisizione avvenuta nel periodo precedente, e in particolare rappresentata dal *reversal* dell'effetto attualizzazione, per circa 2 milioni di Euro. La **Variazione area di consolidamento** si riferisce alle già commentate acquisizioni avvenute nel periodo (circa 3 milioni di Euro). I decrementi si riferiscono all'utilizzo di fondi nell'ambito delle attività di Repowering su alcuni parchi in Italia.

NOTA 20 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	31.672	24.276	7.396
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	1.413	956	457
Totale	33.085	25.232	7.853
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari	74.954	81.392	(6.438)
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	4.739	4.174	565
Totale	79.693	85.565	(5.873)
Svalutazioni (Ripristini) di Autorizzazioni e Concessioni	-	3.296	(3.296)
Svalutazioni (Ripristini) di Immobili, Impianti e Macchinari e Attività per diritti di utilizzo	-	3.229	(3.229)
Totale	-	6.525	(6.525)

Gli ammortamenti si riferiscono principalmente agli impianti eolici e solari.

Si segnala che durante il periodo, in linea con quanto previsto dal principio IAS 8 come cambiamento nelle stime contabili, come già commentato nella sezione **“Uso di stime – Rischi e incertezze”**, è stata rivista la vita utile residua di alcuni asset eolici non oggetto di Repowering in Italia, sulla base di perizie tecniche, e in Europa, per i parchi aventi tecnologia simile oggetto di certificazione LTE (programma “Lifetime Extension”), con conseguenti minori ammortamenti nel periodo per circa 11 milioni di Euro. A regime, tale cambiamento di stima comporterà minori ammortamenti per 27 milioni di Euro annui.

Tale variazione è parzialmente compensata dal contributo apportato dagli asset eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2022 e all’entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e nel primo semestre 2023.

NOTA 21 - 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 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.

- 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 Budget.

Per tale analisi, si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento del business per la restante parte dell'anno oltre che l'aggiornamento degli scenari anche di medio-lungo termine e l'evoluzione del tasso di sconto.

A valle dell'esercizio di analisi degli indicatori interni ed esterni elencati precedentemente, non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere una rideterminazione del valore degli assets allocati alle Cash Generating Unit identificate. A tal riguardo, si ricorda che, dalle verifiche effettuate ai fini del Bilancio al 31 dicembre 2022, era risultata per tutti i gruppi di CGU oggetto di esame una differenza positiva (*headroom*), in alcuni casi anche significativa tra valore recuperabile e valore contabile. 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, 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.

Si precisa infine che la capitalizzazione del Gruppo alla data di fine periodo risultava pari a 4,1 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto al 30 giugno 2023.

Alla luce di quanto sopra, pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2022.

NOTA 22 - PARTECIPAZIONI

(migliaia di Euro)	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni:		
- in imprese controllate non consolidate integralmente	1.575	1.575
- in altre imprese	496	496
TOTALE	2.071	2.071

(migliaia di Euro)	Partecipazioni			
	Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese controllate a controllo congiunto	Altre imprese	Totale
31/12/2022	1.092	99	496	1.687
Movimenti del periodo:				
Alienazioni e dismissioni	-	(99)	-	(99)
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	483	-	-	483
30/06/2023	1.575	-	496	2.071

* 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 23 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Conguaglio prezzo cessione partecipazione	5.174	46	5.128
Accantonamento rischi su partecipazione	(33)	(118)	86
Totale	5.141	(73)	5.214

La voce **Conguaglio prezzo cessione su partecipazioni** accoglie l'effetto positivo derivante dall'incasso di due aggiustamenti di prezzo relativi alla cessione di partecipazioni avvenute nei precedenti esercizi (TotalErg S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.) per un importo pari rispettivamente a 3 milioni di Euro e 2 milioni di Euro.

NOTA 24 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti vincolati - Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.240	24.240	-
Depositi cauzionali e altre attività finanziarie	29.667	14.552	15.115
TOTALE	53.907	38.792	15.115

I **Crediti vincolati presso il Fondo di Giustizia** 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 12 - Altre passività non correnti**). La variazione della voce "Depositi cauzionali e altre attività finanziarie" si riferisce in particolare alla rilevazione di crediti per "special indemnities" determinate nell'ambito della business combination Garnacha per 12,5 milioni di Euro; per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 - Business Combination e acquisizione di Asset**.

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, nei termini di legge e il giudizio è ora pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Napoli.

La Procura della Repubblica non ha invece appellato la sentenza, che è pertanto divenuta definitiva nella parte in cui assolve ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind Sicilia 2 S.r.l. (quest'ultima relativamente al solo progetto di Camporeale).

Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati. In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impuginate con la proposizione di giudizi di opposizione dinanzi al Tribunale di Genova.

Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). All'udienza del 23 ottobre 2018 il Giudice Civile, rilevando la pregiudizialità del procedimento instaurato con il ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ha disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo.

Anche i procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti e, nonostante le note di sollecito depositate dalle ricorrenti, la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito non hanno avuto luogo neppure nell'anno 2022. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno decisi nel corso dell'anno 2023.

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) dell'accordo transattivo perfezionato tra il medesimo venditore ed ERG in data 19 dicembre 2016, nel quale 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 12 – Altre passività non correnti**)), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti.

Non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2022.

IV. FONDI E PASSIVITÀ POTENZIALI

NOTA 25 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2023	Incrementi	Decrementi	31/12/2022
Fondo business dismessi	84.467	545	(769)	84.691
Totale	84.467	545	(769)	84.691

Il **Fondo Business dismessi** accoglie 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 aggiunge la cessione del business **idroelettrico**, con la società ERG Hydro S.r.l., avvenuta in data 3 gennaio 2022, dalla quale sono derivati alcuni stanziamenti.

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 principali:

- 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. Si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza. 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:
 - (i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente;
 - (ii) 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 (si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza di discussione).

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 (erronei) 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.

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 alla cessione di **TotalErg** ed in particolare alle garanzie concesse all'acquirente su passività potenziali pregresse (*retained matters* ed altre passività potenziali pregresse), si è proceduto 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 26 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2023	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2022
Fondo rischi fiscali	29.984	6.158	36.141	-	(3.426)	12.500	27.067
Fondo rischi verso controparti istituzionali	-	24.345	24.345	718	-	-	23.626
Fondo rischi legali	-	1.524	1.524	-	(2.221)	-	3.745
Altri fondi rischi e oneri	2.951	4.264	7.216	189	(1.665)	-	8.693
Totale altri fondi	32.935	36.291	69.226	907	(7.312)	12.500	63.131

Il **fondo rischi fiscali** accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di imposte locali instaurato a seguito della diversa interpretazione fornita dalle Agenzie delle Entrate circa l'applicazione delle disposizioni normative introdotte dalla Legge 208/2015 (in particolare, le torri eoliche sono state

ritenute da parte delle Agenzie rilevanti ai fini della determinazione della rendita catastale).

Il decremento del periodo si riferisce principalmente all'evoluzione positiva del sopraccitato contenzioso sulle imposte locali.

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

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (13 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 24 - 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**;
- oneri potenziali società estere (9 milioni di Euro) relativo a potenziali passività relative alla Romania, rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew.

Il **Fondo rischi legali** è relativo principalmente a fondi rischi riferiti al business eolico e solare.

La voce **Altri fondi rischi ed oneri** nel periodo si riferisce principalmente a rischi su potenziali maggiori oneri contrattuali (circa 3 milioni di Euro) oltre che a rischi riferiti a contenziosi in capo ad alcune società estere. Il decremento si riferisce principalmente all'utilizzo o al rilascio di fondi rischi e oneri diversi in ERG S.p.A. e ERG Power Generation S.p.A. per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

NOTA 27 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività.

Laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo, il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile e fornisce la relativa informativa.

Nelle note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato vengono illustrate le passività potenziali significative rappresentate da:

- obbligazioni possibili (ma non probabili), derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri non totalmente sotto il controllo dell'impresa;
- obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento potrebbe non essere oneroso.

Ai fini della presente Relazione non si segnalano obbligazioni rientranti nella sopra descritta definizione.

V. GESTIONE FINANZIARIA

FONDI PROPRI

NOTA 28 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

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

(milioni di Euro)

Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	31/12/2022	Pagamenti basati su azioni	Dividendi	Differenze da conversione e variazione attuariale	Cash flow hedge	Risultato	30/06/2023
	2.046	1	(150)	13	79	79	2.068

(migliaia di Euro)

	30/06/2023	31/12/2022
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	69.166	69.166
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di fusione	251.706	251.706
Riserva di Cash Flow Hedge	133.656	54.749
Riserva di traduzione	543	(12.618)
Altre riserve	1.149.508	780.166
Totale Riserve	1.674.760	1.213.351
Utili portati a nuovo	300.108	438.028
Risultato d'esercizio	78.547	378.939
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	2.068.447	2.045.350
Partecipazioni di terzi	7.514	9.332
Patrimonio Netto	2.075.961	2.054.682

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2023, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2022).

Alla data del 30 giugno 2023 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 2022.

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)	782.080	1%
Altri inferiori al 3%	55.537.920	37%
Totale	150.320.000	100%

Azioni proprie

Le azioni proprie alla data di redazione del presente documento ammontano a n. 782.080, invariata rispetto al 31 dicembre 2022.

L'Assemblea Ordinaria in data 26 aprile 2023 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2022 - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2023, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 15.032.000 azioni ordinarie ERG, 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 allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili. L'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 e cioè "sui mercati regolamentati o sui sistemi multilaterali di negoziazione secondo modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione dei mercati stessi, che non consentano l'abbinamento diretto delle proposte di negoziazione in acquisto con predeterminate proposte di negoziazione in vendita".

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023 - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2023, 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 2023 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 149,5 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 134,6 milioni di Euro pari a 0,90 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

Informazioni integrative sul capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato. In tale contesto, Il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi alla data di redazione del presente documento.

Riserva di Cash Flow Hedge

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 78.875 migliaia di Euro si rimanda al **Prospetto di Conto Economico Complessivo**.

NOTA 29 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

Le Partecipazioni di terzi si riferiscono al consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci:

Società	% azionisti terzi	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	7.514	1.071

Si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi alle partecipazioni di minoranza per un importo pari a 2.889 migliaia di Euro.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

Definizione 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. Passività finanziarie

J. Strumenti di debito

K. Debiti commerciali e altri debiti correnti

L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)

M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2023	31/12/2022
A. Disponibilità liquide	30	444.271	392.811
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	31 - 32	177.867	244.916
D. Liquidità (A+B+C)		622.138	637.727
E. Debito finanziario corrente	33	(55.895)	(56.680)
E. Debito finanziario corrente - strumenti valutati al Fair Value	35	-	-
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti, project financing e leasing	33	(23.165)	(320.518)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	33	(33.298)	(12.518)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	(6.346)	(6.362)
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)		(118.703)	(396.079)
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)		503.435	241.648
I. Debito finanziario non corrente	33	(497.236)	(156.282)
I. Debito finanziario non corrente - Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	(167.681)	(150.955)
J. Obbligazioni emesse	33	(1.593.984)	(1.593.007)
K. Debiti commerciali e altri debiti	33	(1.967)	(1.967)
K. Debiti commerciali e altri debiti (strumenti valutati al Fair value)	35	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)		(2.260.868)	(1.902.210)
M. Indebitamento finanziario netto (H+L)		(1.757.433)	(1.660.562)
Indebitamento finanziario netto Attività destinate ad essere cedute		40.576	98.334

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)	30/06/2023	31/12/2022
Indebitamento Finanziario Netto	(1.757.433)	(1.660.562)
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	174.027	157.317
Esclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati IRS	3.029	5.497
Esclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati ERG S.p.A.	64.740	63.544
Indebitamento Finanziario Netto Attività Continue	(1.515.637)	(1.434.204)
Inclusione passività operative destinate ad essere cedute	(40.576)	(98.334)
Indebitamento Finanziario Netto Relazione Intermedia sulla Gestione	(1.556.213)	(1.532.538)

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 2023.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2023 ammonta a circa 244 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici nel Regno Unito, Francia e Svezia (circa 31 milioni di Euro) e allo sviluppo di progetti di Repowering e Revamping su parchi eolici e impianti fotovoltaici in Italia per circa 213 milioni di Euro.

NOTA 30 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 444 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (393 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 419 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 25 milioni di Euro. Si rimanda, per ulteriori dettagli su tali Project Financing, a quanto commentato nella **Nota 33 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

La variazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti è riepilogata nel **Prospetto dei Flussi Finanziari**.

NOTA 31 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2023	31/12/2022	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	64.951	33.225	
Totale parte non corrente	64.951	33.225	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	2.818	35.755	
Crediti per derivati di copertura su commodities	1.328	72.033	
Crediti per derivati non di copertura su commodities	27.071	33.780	✓
Totale parte corrente	31.217	141.568	

La quota non corrente pari a circa 65 milioni di Euro (33 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), si riferisce principalmente alla quota non corrente del *fair value* positivo del *Prehedge* di ERG S.p.A.

La quota corrente, pari a 31 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (142 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), è costituita dal *fair value* dei crediti per derivati non di copertura su commodities con consegna fisica per un importo pari a 27 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (34 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), oltre che 3 milioni di Euro riferiti al *fair value* degli strumenti a copertura del rischio tasso di interesse su una società neoacquisita in Spagna. Al 31 dicembre 2022 la voce accoglieva 36 milioni di Euro relativi alla quota corrente del *fair value* positivo del *Prehedge* di ERG S.p.A.). Infine, i crediti riferiti al *fair value* attivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities sono pari a 1 milione di Euro (72 milioni di Euro al 31 dicembre 2022): il decremento di tale posta rispetto al 31 dicembre 2022 è da ricondursi alla interruzione anticipata di alcuni strumenti finanziari derivati nel corso del primo semestre 2023.

NOTA 32 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 151 milioni di Euro al 30 giugno 2023, interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta (211 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) è costituita principalmente da impieghi a breve di liquidità per 100 milioni di Euro (100 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) e da depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures" per circa 3 milioni di Euro (10 milioni di Euro al 31 dicembre 2022), oltre che da 41 milioni di Euro di crediti riferiti alla tesoreria centralizzata tra ERG Power Generation S.p.A. ed ERG Power S.r.l. (98 milioni di Euro al 31 dicembre 2022).

NOTA 33 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2023				31/12/2022			
	Valore contabile			Valore nominale	Valore contabile			Valore nominale
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	5.920	1.593.984	1.599.904	1.600.000	7.006	1.593.007	1.600.013	1.600.000
Mutui e finanziamenti	3.387	328.945	332.332	330.000	249.438	-	249.438	250.000
Project financing	19.778	168.291	188.069	188.365	55.070	156.282	211.352	215.314
Debiti per leasing**	-	-	-	-	16.009	-	16.009	15.285
Totale Debito Medio Lungo Termine	29.085	2.091.220	2.120.304	2.118.365	327.524	1.749.288	2.076.812	2.080.599
Debiti verso banche	49.975	0	49.975	49.975	49.674	-	49.674	49.674
Altri debiti	33.298	1.967	35.265	35.265	12.518	1.967	14.485	14.485
Totale Altri Debiti	83.272	1.967	85.239	85.239	62.192	1.967	64.159	64.159
Totale Passività Finanziarie	112.357	2.093.187	2.205.544	2.203.604	389.716	1.751.255	2.140.971	2.144.758

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

**La variazione si riferisce al riscatto anticipato dei debiti per leasing in società solari di diritto italiano.

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

Debito Medio Lungo Termine	30/06/2023	%	31/12/2022	%
Project financing	188.365	9%	215.314	10%
Leasing	-	0%	15.285	1%
Mutui e finanziamenti	330.000	16%	250.000	12%
Obbligazioni emesse	1.600.000	76%	1.600.000	77%
	2.118.365	100%	2.080.599	100%

Financial Strategy e Sustainable Finance

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

Negli ultimi anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di tre prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019, settembre 2020 e settembre 2021. Questa strategia ha per-

messo di ri-bilanciare la struttura finanziaria di gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

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

Al 30 giugno 2023 le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.829 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.118 milioni di valore nominale (1.829 milioni di Euro al 31 dicembre 2022 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.081 milioni di Euro di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi Euro 1.600 milioni (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2022), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo;
- *Finanziamenti "Sustainability-Linked" senior unsecured* a medio lungo termine ("ESG-linked Loans"), per complessivi Euro 330 milioni (Euro 150 milioni nominali al 31 dicembre 2022) che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di capacità rinnovabile installata e in termini di partecipazione femminile a posizioni manageriali nel Gruppo;
- *ESG Linked Project Green Financing*, per complessivi Euro 188 milioni (Euro 79 milioni al 31 dicembre 2022), sottoscritti principalmente per parchi eolici in Italia e parchi fotovoltaici in Spagna relativi a progetti di produzione di energia green

Per maggiori dettagli sulla strategia di Sustainable Finance del Gruppo, si rimanda alla Relazione Finanziaria Annuale 2022.

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

Debito Medio Long Term	30/06/2023	%	31/12/2022	%
Fonti di Finanziamento Tradizionale	188.365	9%	251.599	12%
Fonti di Finanziamento Sostenibili	1.930.000	91%	1.829.000	88%
Totale Debito Medio Long Term	2.118.365	100%	2.080.599	100%

In aggiunta alle suddette fonti finanziarie *funded* nel mese di ottobre 2022 la società ERG S.p.A. ha stipulato una *ESG-linked Revolving Credit Facility*, di durata triennale e con possibilità di estensione fino a ulteriori 2 anni, il cui margine è soggetto a un meccanismo di aggiustamento sulla base del raggiungimento di un obiettivo in termini di capacità rinnovabile installata e in termini di partecipazione femminile a posizioni manageriali nel Gruppo. Tale facility, il cui

ammontare è pari a Euro 600 milioni, risulta interamente disponibile al 30 giugno 2023. Tale facility, il cui ammontare è pari a Euro 600 milioni, risulta interamente disponibile al 30 giugno 2023.

Al 30 giugno 2023 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e *project financing* era del 1,91% (1,64% al 31 dicembre 2022). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Si precisa che il tasso medio del debito comprensivo delle operazioni di copertura è stato pari a 1,38% (1,37% nel 2022).

Le **Obbligazioni emesse** pari 1.600 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2022), includono:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore contabile	Valore nominale
Green Bond	XS1981060624	1,88%	11/04/2019	11/04/2025	99,67%	1,93%	Fitch: BBB-	500.663	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11/09/2020	11/09/2027	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	498.040	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	23/12/2020	11/09/2027	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.785	100.000
Green Bond	XS2386650274	0,88%	15/09/2021	15/09/2031	99,75%	0,90%	Fitch: BBB-	500.416	500.000
Totale								1.599.904	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 8,0 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati a conto economico negli oneri finanziari del primo semestre 2023 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 0,9 milioni di Euro, corrispondente alla quota di competenze del periodo.

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 7,9 milioni di Euro di interessi maturati nel periodo.

I **Mutui e finanziamenti**, pari a 332 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (249 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) si riferiscono a:

- un *Sustainable bilateral linked loan* con Credit Agricole Corporate and Investment Bank (130 milioni di Euro) sottoscritto nel primo semestre 2023, il cui rimborso è previsto nel 2028.
- un *Sustainable bilateral linked loan* con Caixa Bank (100 milioni di Euro) sottoscritto nel primo semestre 2023, il cui rimborso è previsto nel 2028.
- un *Sustainable bilateral linked loan* con Cassa Depositi e Prestiti (100 milioni di Euro) sottoscritto nel primo semestre 2023, il cui rimborso è previsto nel 2028.

Si segnala che nel periodo sono stati rimborsati, alla loro naturale scadenza, i due Corporate loan bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni di Euro) e con Intesa San Paolo S.p.A. (100 milioni di Euro).

Erogazione	Tipo Finanziamento	Banca erogatrice	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2023	Sustainability bilateral linked loans	Credit Agricole Corporate and Investment Bank	28/02/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	131.265	130.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	Caixa bank	31/03/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	100.705	100.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	Cassa Depositi e prestiti	02/05/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	100.362	100.000
Totale					332.332	330.000

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,3 milioni di Euro) e degli interessi maturati del periodo (3,6 milioni di Euro) calcolati senza tenere conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

I **Project Financing** pari a 188 milioni di Euro al 30 giugno 2023 (211 milioni al 31 dicembre 2022) si riferiscono a:

- finanziamenti per 88 milioni di Euro relativi alla società Andromeda PV S.r.l.;
- finanziamenti per 19 milioni di Euro erogati per la costruzione di un parco eolico tramite una Società di diritto tedesco.
- due finanziamenti per un totale di 81 milioni di Euro acquisiti nell'ambito delle *business combination* del periodo

Tali debiti sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,4 milioni di Euro).

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

I **Debiti verso banche** pari a 50 milioni di Euro accolgono principalmente le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

I **Debiti per leasing** sono azzerati a seguito del riscatto anticipato dei contratti in essere nelle società fotovoltaiche acquisite in Italia nel corso del 2022 (saldo pari a 16 milioni di Euro al 31 dicembre 2022).

Gli **Altri debiti** si riferiscono principalmente a componenti differite del corrispettivo di acquisizione di società operanti nel business eolico all'estero per circa 2 milioni di Euro per la quota non corrente e per circa 9,5 milioni di Euro per la quota corrente.

Covenants e Negative pledge

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenant dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

I suddetti debiti finanziari contengono covenants tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Tali contratti contengono anche *negative pledge*, clausole che prevedono in generale il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori e tutelano il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito.

Per quanto concerne invece gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei finanziatori, queste si riferiscono principalmente:

- i) al privilegio speciale sui beni mobili
- ii) all'ipoteca sui beni immobili
- iii) al pegno sui conti correnti vincolati
- iv) al pegno sul 100% del capitale sociale (incluso il pegno del 100% del capitale sociale di eventuali società controllate).

Nella tabella seguente si riporta un dettaglio dei parametri finanziari relativi ai finanziamenti/Project Financing del Gruppo.

Semestrale 2023	Bilancio 2022	Project Financing/Finanziamenti	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✗	✓	Project Financing ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	n/a	HDSCR inferiore a 1,05x e FDSCR inferiore a 1,05x	n/a
✗	✓	Project Financing EW Orneta 2 SP. Z.O.O.	n/a	HDSCR inferiore a 1,10x e LLCR inferiore a 1,10x	n/a
✓	✓	Project Financing Windpark Linda GmbH	✓	HDSCR inferiore a 1,05X	✓
✓	✓	Project Financing Andromeda PV S.r.l.	✓	Historical Annual DSCR e Projected Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
✓	✗	Project Garnacha Solar S.I.	n/a	FDSCR e HDSCR inferiori a 1,05x, LLCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✗	Project ERG Solar Fregenal de la Sierra	n/a		n/a
✗	✓	Corporate Loan Mediobanca	✓	Net Debt/Equity < 3,75x	✓
✓	✗	Corporate Loan CA-CIB	n/a		n/a
✓	✗	Corporate Loan CaixaBank	n/a		n/a
✓	✗	Corporate Loan CDP	n/a		n/a
✗	✓	Corporate Loan Intesa Sanpaolo	n/a		n/a

LLCR: Loan Life Cover Ratio;

HDSCR: Historical Debt Service Coverage Ratio

FDSCR: Forecast Debt Service Coverage Ratio

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

Legenda:

✓ Presente

✗ Non presente

n/a Non applicabile

NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie contabilizzate in accordo con il principio IFRS 16 pari a 174 milioni di Euro (157 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) di cui 168 milioni di Euro (151 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) a medio lungo termine e 6 milioni di Euro a breve termine (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2022).

La passività si riferisce al valore attuale dei pagamenti dovuti e non versati alla data di decorrenza del leasing incrementata degli interessi impliciti maturati su tale passività e diminuita dei pagamenti effettuati del periodo.

L'incremento del periodo si riferisce principalmente alla passività iscritta per le acquisizioni avvenute nel periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 - Business Combination e acquisizione di Asset**.

NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

La quota corrente pari a 20 milioni di Euro (77 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) è costituita interamente da debiti per strumenti derivati di copertura su commodities riferiti al *fair value* passivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

NOTA 36 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023			1° semestre 2022		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	7.297	(10)	7.287	1.253	(532)	721
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	5.910	(699)	5.211	39	(1.907)	(1.868)
Interessi passivi su mutui/fin.ti verso terzi	-	(14.361)	(14.361)	-	(181)	(181)
Interessi passivi su project financing	-	(3.705)	(3.705)	-	(12.971)	(12.971)
Operazioni Liability management	1.851	(5.512)	(3.661)	-	(3.018)	(3.018)
Gestione liquidità/Costo del debito	15.059	(24.288)	(9.230)	1.292	(18.608)	(17.316)
Proventi (oneri) finanziari diversi	4.585	(2.738)	1.847	5.170	(888)	4.281
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	98.703	(98.640)	62	86.166	(85.969)	197
Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9	128	(992)	(864)	-	(1.944)	(1.943)
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(1.307)	(1.307)	-	(1.630)	(1.630)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(3.401)	(3.401)	-	(2.476)	(2.476)
Differenze cambio	115	(58)	57	9	(328)	(319)
Altri Proventi / (Oneri)	103.530	(107.136)	(3.605)	91.345	(93.235)	(1.890)
Totale	118.589	(131.424)	(12.835)	92.640	(111.842)	(19.206)

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 dalle voci **Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9** e **Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing**. La variazione degli interessi passivi è riconducibile

principalmente all'incremento significativo dei tassi di interesse rispetto al periodo comparativo. Tale variazione trova un'efficace copertura alla voce **Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale**. Inoltre, la forte crescita dei tassi di interesse ha anche consentito di investire con dei rendimenti significativi e di remunerare la liquidità del Gruppo; i proventi di tali investimenti sono ricompresi alla voce **Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente**.

La voce **Operazioni Liability management** include gli oneri straordinari legati alla chiusura di alcuni project financing di alcune società operative eoliche; inclusi i relativi effetti rinegoziazione finanziamenti IFRS 9, poste contabilizzate secondo il criterio del costo ammortizzato, oltre all'estinzione parziale del *fair value* relativo agli strumenti finanziari derivati, dove applicabile, a copertura dei tassi di interesse correlati.

La voce netta **Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value** si riferisce alla variazione di *fair value* di alcuni strumenti finanziari derivati su *commodities*. I valori lordi dei proventi e degli oneri rappresentati riflettono l'operatività tecnica di acquisto e vendita e risultano di importo significativo per effetto della variabilità dello Scenario energetico. Si evidenzia che il risultato netto delle suddette operazioni è non significativo, in linea con gli obiettivi prefissati in *policy* e con gli anni precedenti.

La voce **Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9** si riferisce all'effetto dell'applicazione del principio contabile IFRS 9 relativo alla rinegoziazione dei finanziamenti in essere ed include i proventi finanziari e i relativi *reversal* sulle operazioni di ristrutturazione. Tale voce non è significativa per effetto della chiusura della maggior parte dei finanziamenti oggetto di rinegoziazione.

NOTA 37 - STRUMENTI FINANZIARI

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

30/06/2023

(migliaia di Euro)	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Attività finan- ziarie valutate al costo am- mortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni	-	2.071	-	-	2.071	2.071	2.071	-	-
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	53.907	-	53.907	53.907	-	53.907	-
Interest rate swap di copertura	67.769	-	-	-	67.769	67.769	-	67.769	-
Derivati su commodities*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri crediti finanziari correnti	-	-	179.194	-	179.194	179.194	-	179.194	-
Crediti commerciali	-	-	162.577	-	162.577	162.577	-	-	-
Titoli finanziari correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri crediti	-	-	143.859	-	143.859	143.859	-	143.859	-
Disponibilità liquide	-	-	444.271	-	444.271	444.271	-	-	-
Totale attività	67.769	2.071	983.808	-	1.053.648	1.053.648			

Mutui e finanziamenti	-	-	-	332.332	332.332	402.813	-	402.813	-
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	1.599.904	1.599.904	1.674.199	-	1.674.199	-
Project Financing no recourse	-	-	-	188.069	188.069	239.901	-	239.901	-
Debiti per leasing	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	49.975	49.975	49.975	-	49.975	-
Debiti finanziari	-	-	-	35.265	35.265	35.265	-	35.265	-
Interest rate swap di copertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati su commodities*	19.710	-	-	-	19.710	19.710	19.710	-	-
Debiti commerciali	-	-	-	101.843	101.843	101.843	-	-	-
Altri debiti	-	-	-	85.077	85.077	85.077	-	85.077	-
Totale passività	19.710	-	-	2.392.464	2.412.174	2.608.782			

(*) 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 50 milioni di Euro.

Al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione. Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli di gerarchia di *fair value* e nella misurazione degli strumenti finanziari rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2022.

NOTA 38 - 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 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 con riferimento a tale 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.

Strumenti derivati utilizzati

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

Opzioni: contratto con il quale una delle parti, pagando un corrispettivo (premio) all'altra, acquista il diritto di comprare (call option) o di vendere (put option), a una data futura, un certo quantitativo di strumenti finanziari (sottostante) a un prezzo stabilito (prezzo di esercizio);

Forward o contratti a termine: prevedono l'acquisto o la vendita tra due parti di un determinato bene (sottostante) a una data futura e a un prezzo prefissato al momento della stipula del contratto; rientrano in questa categoria anche i contratti futures, che a differenza dei contratti forward, sono standardizzati, negoziati in lotti e per scadenze predeterminate all'interno di mercati regolamentati.

Swap/CfD (Contract for Difference): contratto che determina tra due parti lo scambio di flussi di pagamenti a date certe. I pagamenti possono essere espressi nella stessa valuta o in valute differenti e il loro ammontare è determinato in relazione a un sottostante.

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG e volti a fronteggiare l'esposizione ai rischi finanziari in essere al 30 giugno 2023 sono:

Derivati su tasso di interesse

- strumenti di tipo *Interest Rate Option* che consentono di fissare dei limiti superiori (*cap*) e inferiori (*floor*) alle oscillazioni del tasso di interesse relativamente a finanziamenti indicizzati a un tasso variabile;
- strumenti di tipo *Interest Rate Swap*, inclusi gli strumenti *Prehedge*, per ricondurre al profilo di rischio ritenuto più opportuno i prestiti bancari a tasso fisso e variabile. Gli *IRS* prevedono che le controparti, con riferimento a un valore nozionale definito e a scadenze temporali prefissate, scambino tra loro flussi di interesse calcolati in relazione a tassi fissi o a parametri di tasso variabile in precedenza concordati;

Derivati su commodity

- strumenti di tipo CfD, utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o di vendere in maniera sintetica quantità di energia elettrica liquidando a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato e quello di mercato rilevato nel periodo di riferimento;
- strumenti di tipo Future utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o vendere un determinato ammontare di energia ad un certo prezzo in un periodo futuro pre-stabilito. 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.

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 2023 sono i seguenti:

	Valore di nozionale				giu-23 Fair Value	
	Scadenza 1 anno	Scadenza 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	0	330	316	646	68	-
<i>(migliaia di Mwh)</i>						
Gestione del rischio sul prezzo delle commodity						
- Cash flow hedge	564	9	-	573	2	19
- Trading	1.645	-	-	1.645	89	138
Totale strumenti derivati					159	157
- di cui in Cash flow Hedge					69	19
- di cui non in Cash flow Hedge					89	138

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

NOTA 39 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Fidejussioni prestate (112 milioni di Euro)

Si tratta principalmente di garanzie rilasciate a favore di terzi, garantite dalla controllante diretta ERG S.p.A., e include una garanzia a favore del Gestore del Mercato elettrico (GME) finalizzata a consentire l'operatività su detto mercato. Si segnala che delle fidejussioni prestate, 16.732 migliaia di Euro si riferiscono alla società controllata destinata a essere ceduta ERG Power S.r.l.

Altre Garanzie ed impegni prestatati (15 milioni di Euro)

Le altre garanzie ed impegni prestatati si riferiscono principalmente ad impegni correlati ai sistemi informativi di Gruppo. Si segnala che delle altre garanzie e impegni prestatati, 1.811 migliaia di Euro si riferiscono alla società controllata destinata a essere ceduta ERG Power S.r.l.

VI. FISCALITÀ

NOTA 40 - IMPOSTE SUL REDDITO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Imposte correnti

Le imposte correnti sono rilevate in base ad una previsione dell'ordine di pertinenza del periodo, tenendo anche conto degli effetti relativi all'adesione al 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% - 30,4%;

UK 19% (25% dal 1° aprile 2023);

Romania 16%;

Polonia 19%;

Bulgaria 10%;

Svezia 20,6%;

Spagna 25%.

Il 22 dicembre 2022 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il testo della Direttiva 2022/2523/UE, che prevede il recepimento nella legislazione comunitaria della disciplina della tassazione minima globale ("Global Minimum Tax") prevista dal Pillar 2 elaborato dall'OCSE nell'ambito dell'Action 1 del progetto BEPS ("Base Erosion and Profit Shifting"). L'obiettivo della Direttiva è quello di limitare la concorrenza fiscale dannosa tra gli Stati, fissando al 15% il livello minimo di tassazione effettiva (Effective Tax Rate - ETR), a livello aggregato per singolo Stato, tramite l'applicazione di un'eventuale imposta integrativa (Top-Up-Tax - TUT).

In base a quanto disposto dalla Direttiva, la nuova normativa dovrà essere recepita nell'ordinamento degli Stati membri dell'Unione Europea entro il 31 dicembre 2023 ed entrerà in vigore a partire dall'anno di imposta 2024.

Nel corso del periodo in esame, in nessuno degli Stati membri dell'Unione Europea in cui operano le società del Gruppo è stata ancora recepita la nuova normativa; sulla base di studi preliminari, prospetticamente non si prevedono impatti significativi per il Gruppo.

Per quanto riguarda le **Imposte differite**, si rimanda a quanto commentato nelle Note successive.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022	Variazione
Imposte correnti sul reddito	35.092	65.592	(30.500)
Imposte esercizi precedenti	(404)	1.300	(1.703)
Imposte differite e anticipate	(2.188)	(858)	(1.330)
TOTALE	32.501	66.034	(33.533)

Si ricorda che i valori comparativi relativi al primo semestre 2022 includevano già gli effetti del "Contributo extraprofiti" introdotto dal D.L. 21/2022 i cui impatti erano stati stimati pari a circa 36 milioni di Euro per le attività continue.

NOTA 41 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

Le **Attività per imposte correnti**, pari a 37 milioni di Euro (33 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relativi all'esercizio 2023.

Le **Passività per imposte correnti**, pari a 97 milioni di Euro (52 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative all'esercizio 2022.

Si segnala che nel corso del 2023 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte dirette all'Erario per circa 8,2 milioni di Euro a titolo di saldo 2022, acconti 2023, "Contributo di solidarietà temporaneo" ed imposta sostitutiva

sulla rivalutazione dei beni aziendali ai sensi del D.L. n. 104/2020 oltre che al versamento di imposte di periodo delle società estere.

NOTA 42 - FISCALITÀ DIFFERITA

Le **Attività per imposte differite**, pari a 119 milioni di Euro (138 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) 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.

La diminuzione è principalmente dovuta all'utilizzo su perdite fiscali pregresse a fronte dell'incremento dell'imponibile fiscale generatosi nel periodo.

Il Gruppo ritiene probabile la recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2023.

Le **Passività per imposte differite**, pari a 221 milioni di Euro (197 milioni di Euro al 31 dicembre 2022) si riferiscono in particolare alle differenze temporanee generate dalle Purchase Price Allocation di passate acquisizioni. L'aumento registrato nel periodo si riferisce alle passività per imposte differite iscritte nell'ambito delle Business combination Garnacha e Fregenal, per le quali si rimanda alla **Nota 45 - Business Combination e acquisizione di asset**.

VII. ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

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

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 29 giugno 2023 ERG ha firmato un accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti Svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l..

Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è pari a 191,5 milioni di Euro inclusivo di poste legate al capitale circolante e a crediti fiscali per complessivi 88,5 milioni di Euro, di cui è previsto l'incasso tra il signing ed il closing. Gli accordi inoltre prevedono alcuni earn-outs relativi all'andamento del business nel 2024 e 2025 nonché alcune poste di natura fiscale per complessivi 14 milioni di Euro circa che porterebbero la valorizzazione dell'impianto a complessivi 205,5 milioni di euro. Il prezzo, basato su una Locked Box Date al 1° gennaio 2023, sarà soggetto ad aggiustamenti al closing sulla base dei meccanismi previsti dal contratto.

Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia – al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso. Nel perimetro della cessione sono incluse 144 persone dedicate a garantire il funzionamento della centrale termoelettrica.

La menzionata cessione è presentata come *Discontinued Operations* ai sensi dell'IFRS 5 sulla base dei principali elementi di seguito riportati:

- a) il conferimento ad ERG Power S.r.l., da parte dell'unico socio ERG Power Generation S.p.A., nel corso del primo semestre 2022, del proprio ramo d'azienda funzionale alla gestione dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato (CCGT): pertanto la società ERG Power S.r.l. risulta disponibile per l'immediata vendita nelle condizioni correnti, soggetta a condizioni sospensive usuali per tipologia e significatività dell'operazione che si stima risulterebbero soddisfatte entro il termine di chiusura che potrebbe essere fissato all'esito di un futuro accordo;
- b) ERG Power S.r.l., a seguito del sopracitato conferimento del ramo d'azienda da parte di ERG Power Generation S.p.A. rappresenta un settore operativo;
- c) avvio di un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente e alla finalizzazione dell'operazione di cessione nel breve termine.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato i dati patrimoniali relativi alle attività e passività di ERG Power S.r.l. destinate ad essere cedute, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. La voce **Risultato netto attività destinate ad essere cedute** del conto economico accoglie quindi sia per il primo semestre 2023, sia per il periodo comparativo 2022, il contributo economico del business termoelettrico.

Si precisa inoltre che i risultati del primo semestre 2022 accolgono anche la plusvalenza, al netto dell'effetto fiscale, che è emersa dalla cessione degli asset idroelettrici.

Il principio IFRS 5 richiede che i net assets posseduti per la vendita siano rilevati al minore tra il loro valore contabile e il fair value (enterprise value al 30 giugno 2023 pari a 133 milioni)¹⁷ al netto dei costi di vendita. Dal confronto tra tale valore e il capitale investito netto del business termoelettrico (pari a 171 milioni al 30 giugno 2023) è emersa una svalutazione contabile pari a circa 38 milioni di Euro già riflessa nella presente Relazione.

NOTA 43 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Classificazione

Un'entità deve classificare un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il suo uso continuativo.

Devono essere soddisfatti due criteri:

- l'attività deve essere disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, per la vendita di tali attività (o gruppi in dismissione);
- la vendita deve essere altamente probabile.

L'IFRS 5 stabilisce che qualora un'attività non corrente (o gruppo in dismissione) sia classificata come posseduta per la vendita essa deve essere valutata, al momento della sua rilevazione iniziale, al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

La presentazione di attività non correnti come "attività operative cessate" è prevista quando tali attività, che sono state dismesse o classificate come possedute per la vendita:

- a) rappresentano un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- b) fanno parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- c) sono rappresentate da una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Rapporti Infragruppo

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5 il Gruppo ha deciso di eliminare le partite infragruppo all'interno del risultato delle Attività in esercizio in quanto non ci si attende che in futuro la divisione operativa del Gruppo continuerà ad operare con la divisione in corso di dismissione.

Criteri di valutazione

Un'attività non corrente classificata come posseduta per la vendita e le attività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere espone separatamente dalle altre attività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Le passività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere presentate separatamente dalle altre passività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Tali attività e passività non devono essere compensate ed espone in bilancio come un importo netto. Un'entità non deve riclassificare o ripresentare gli importi in precedenza classificati come attività non correnti, o come attività e passività appartenenti a gruppi in dismissione, classificati come posseduti per la vendita, nei prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria degli esercizi precedenti presentati a fini comparativi per uniformarsi alla classificazione nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria dell'ultimo esercizio presentato.

La situazione Patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2023 è rappresentata secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, indicando separatamente alle righe **Attività destinate ad essere cedute** e **Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute** le attività e passività destinate ad essere cedute riferite alla società ERG Power S.r.l.:

¹⁷ Si ricorda che il prezzo sarà soggetto ad aggiustamenti al closing sulla base dei meccanismi previsti dal contratto. Ai fini della presente Relazione si è proceduto ad un esercizio di stima calcolando l'enterprise value (133 milioni) sulla base dei dati puntuali di capitale circolante e posizione finanziaria netta di ERG Power S.r.l. alla data della reporting date (30.06.2023) in coerenza con il meccanismo prezzo previsto negli accordi del 19 giugno 2023. L'enterprise value risulta in diminuzione rispetto ai valori stimati al 1° gennaio 2023 in conseguenza delle dinamiche del capitale circolante nel primo semestre 2023.

(migliaia di Euro)		30/06/2023	30/06/2023	30/06/2023
	Note	ERG Power S.r.l.	Rapporti Infragruppo	Totale
ATTIVITÀ				
Altre attività immateriali		614	-	614
Immobili, impianti e macchinari	a	82.963	-	82.963
Partecipazioni:	b	11.355	-	11.355
Altre attività finanziarie non correnti		2.009	-	2.009
Attività per imposte differite	c	17.027	-	17.027
Altre attività non correnti		196	-	196
Attività non correnti		114.163	-	114.163
Rimanenze	d	7.441	-	7.441
Crediti commerciali	e	67.394	(19)	67.375
<i>Crediti commerciali Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(49.283)	(49.283)
Altri crediti e attività correnti	f	17.895	(15.639)	2.256
<i>Altri crediti e attività Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(793)	(793)
Attività per imposte correnti		246	-	246
Attività finanziarie correnti Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l	g	-	(40.577)	(40.577)
Attività correnti		92.976	(106.311)	(13.335)
Attività operative destinate ad essere cedute		(207.139)	106.311	(100.828)
PASSIVITÀ				
Benefici ai dipendenti		683	-	683
Passività per imposte differite	h	10.245	-	10.245
Passività non correnti		10.928	-	10.928
Altri fondi correnti		6	-	6
Debiti commerciali	i	64.017	(49.303)	14.714
Passività finanziarie correnti	j	40.577	-	40.577
Passività finanziarie correnti Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l	g		(40.577)	(40.577)
Altre passività correnti	k	2.470	(793)	1.677
<i>Altri debiti e passività Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(15.639)	(15.639)
Passività per imposte correnti		(2.880)	-	(2.880)
Passività correnti		104.188	(106.311)	(2.122)
Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute		(115.116)	106.311	(8.806)

Note

- a) gli Immobili, impianti e macchinari sono composti dall'impianto CCGT (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities;
- b) la voce è relativa alla Partecipazione in Priolo Servizi S.C.p.A., società consortile partecipata da ERG Power S.r.l. (20,31%), ISAB S.r.l. (36,82%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (37,22%) e Syndial S.p.A. (5,65%);
- c) le Attività per imposte differite sono stanziare principalmente a fronte delle svalutazioni effettuate negli anni pregressi;
- d) le rimanenze si riferiscono principalmente ai pezzi di ricambio del CCGT ed alle quote di CO₂ della società ERG Power S.r.l. comprate nel semestre;
- e) i crediti commerciali sono composti principalmente dai crediti commerciali verso clienti finali, dai crediti per i "Certificati bianchi" generati dal CCGT e dai crediti commerciali per la cessione di energia elettrica della control-

- lante ERG Power Generation S.p.A., non più oggetto di elisione a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5;
- f) gli altri crediti ed attività correnti comprendono i depositi cauzionali verso GME, i crediti per indennizzi da ricevere, i crediti IVA verso erario ed i crediti per IVA di Gruppo verso la controllante ERG Power Generation S.p.A.;
- g) storno elisioni infragruppo dei saldi di cash pooling tra attività continue e discontinue;
- h) passività per imposte differite stanziata a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 che ha comportato la non contabilizzazione degli ammortamenti;
- i) debiti commerciali verso fornitori terzi e debiti verso la controllante che a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 non sono più oggetto di elisione;
- j) debito finanziario per cash pooling verso la controllante non più oggetto di elisione a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5;
- k) le altre passività correnti comprendono principalmente i debiti di natura tributaria, debiti verso il personale e verso gli istituti di previdenza. I rapporti infragruppo si riferiscono principalmente ai debiti di ERG S.p.A. ed ERG Power Generation S.p.A. maturati verso ERG Power S.r.l. che a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 non sono più oggetto di elisione.

Flussi di cassa

Di seguito si riportano i Flussi di cassa generati dalle Attività e Passività destinate ad essere cedute:

(migliaia di Euro)	1° semestre 2023	1° semestre 2022
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO	0	10.000
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL' ATTIVITA' OPERATIVA DESTINATA AD ESSERE CEDUTA	59.714	18.241
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE	(1.954)	(34.741)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE	(57.758)	6.550
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO	0	50

NOTA 44 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Criteria di rilevazione

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.

I conti economici consolidati del primo semestre 2023 e del primo semestre 2022 sono rappresentati secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in bilancio del risultato economico delle *discontinued operations*, con l'esclusione pertanto dai risultati delle attività operative in esercizio del risultato della controllata ERG Power S.r.l. in entrambi i periodi. Si ricorda che il risultato del primo semestre 2022 include inoltre gli effetti della cessione di ERG Hydro S.r.l. avvenuta in data 3 gennaio 2022.

L'impatto dell'esclusione sopracitata è indicato separatamente alla riga **Risultato netto attività destinate ad essere cedute**.

Si riporta di seguito il conto economico per il primo semestre 2023 e per il primo semestre 2022 delle attività destinate ad essere cedute:

(migliaia di Euro)		1° semestre 2023		1° semestre 2022		
	Note	Business Termoelettrico	Risultato netto attività destinate ad essere cedute	ERG Hydro S.r.l	Business Termoelettrico	Risultato netto attività destinate ad essere cedute
Ricavi	a	347.560	347.560	-	525.746	525.746
Altri proventi		272	272	-	73	73
Costi per acquisti	b	(313.571)	(313.571)	-	(491.480)	(491.480)
Costi per servizi e altri costi operativi	c	(23.550)	(23.550)	-	(6.357)	(6.357)
Costi del lavoro	d	(6.110)	(6.110)	-	(6.037)	(6.037)
MARGINE OPERATIVO LORDO		4.601	4.601	-	21.944	21.944
Ammortamenti Attività Immateriali		(60)	(60)	-	(99)	(99)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo		60	60	-	(2.643)	(2.643)
Ripristini (svalutazioni) di valore	e	(37.941)	(37.941)	-	-	-
RISULTATO OPERATIVO NETTO		(33.340)	(33.340)	-	19.202	19.202
Proventi finanziari		(1.683)	(1.683)	-	0	0
Oneri finanziari		(1)	(1)	-	(1)	(1)
Proventi (oneri) finanziari netti		(1.683)	(1.683)	-	(0)	(0)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto		22	22	-	72	72
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti		-	-	324.226	-	324.226
Proventi (oneri) da partecipazioni		22	22	324.226	72	324.298
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		(35.002)	(35.002)	324.226	19.274	343.500
Imposte sul reddito		(1.258)	(1.258)	-	(9.069)	(9.069)
Risultato netto attività destinate ad essere cedute		(36.260)	(36.260)	324.226	10.205	334.431

Note

- a) I ricavi per il primo semestre 2023 si riferiscono principalmente ai ricavi di vendita di energia ed altre utilities a terzi dell'impianto CCGT. Il calo dei ricavi rispetto al periodo di confronto è spiegato da uno scenario energetico straordinariamente negativo per i margini di generazione a gas ulteriormente peggiorato dalle misure per la massimizzazione della produzione termoelettrica non da gas naturale previste dal D.L. 25 febbraio 2022, n.14 (art. 5bis) e dai successivi Atti di Indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica, che ha esaurito gli effetti al 1° aprile 2023 e di un fermo macchina straordinario avvenuto nei primi mesi del 2023 e ora risolto.
- b) I costi per acquisto commodities si riferiscono a costi di acquisto per gas, energia e materie prime riferite all'impianto CCGT di ERG Power S.r.l.;
- c) I costi per servizi e altri costi operativi si riferiscono a costi di manutenzione, spese commerciali, costi per utilities e convenzioni per enti locali, oltreché agli accantonamenti ai fondi rischi e oneri;
- d) Costo del lavoro relativo ai dipendenti della società ERG Power S.r.l.;
- e) La voce si riferisce alla già commentata svalutazione pari a 38 milioni di Euro dell'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. in applicazione dell'IFRS 5.

VIII. ALTRE NOTE

NOTA 45 - BUSINESS COMBINATION E ACQUISIZIONE DI ASSET

Definizione 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 "Garnacha"

In data **23 giugno 2023** ERG, tramite la propria controllata ERG Hamburg Holding GmbH, ha perfezionato l'acquisizione da IBV Solar Parks, B.V. – azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali – del 100% di **Garnacha Solar S.L.**, società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna.

L'impianto, attualmente in avanzata fase di costruzione per una capacità installata di 149 MWp, si prevede entrerà in esercizio commerciale entro la fine del 2023.

Il parco fotovoltaico di Garnacha, equipaggiato con pannelli bifacciali e sistema di trackers di ultima generazione, si prevede che avrà un load factor di circa il 22% e una produzione totale annua stimata di circa 280 GWh, corrispondenti a 136 kt di emissione di CO₂ evitata ogni anno. Il 70% dell'energia elettrica generata dall'impianto beneficia di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 12 anni di tipo "pay as produced" con una primaria controparte corporate.

Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di 170 milioni di Euro, con un equity value pari a 81 milioni di Euro.

L'operazione si configura come acquisizione di business (*business combination*) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di *Operation & Maintenance*, i contratti di *land lease*. In particolare, le attività di O&M rappresentano per il Gruppo un processo critico per il funzionamento dei parchi. Tali contratti, infatti, consentono l'accesso ad una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 80 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle

società target. Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta, inclusiva dello Shareholder loan, per 113 milioni di Euro.

Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 0,8 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per due diligence, di cui 0,7 milioni di Euro sostenuti nel primo semestre 2023 e 0,1 milioni di Euro nel 2022. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nei rispettivi periodi.

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato tenuto conto anche del breve lasso di tempo intercorso rispetto alla data di acquisizione, e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

Impatto consolidamento Garnacha

Euro migliaia	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	65.375	65.375
Altre immobilizzazioni immateriali	-	-	-
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	104.019	-	104.019
Attività per diritti di utilizzo	14.995	-	14.995
Partecipazioni	-	-	-
Strumenti valutati al Fair Value	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	3.437	12.500	15.937
Attività per imposte differite	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-
Attività non correnti	122.451	77.875	200.326
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	-	-	-
Altri crediti e attività correnti	299	-	299
Attività per imposte correnti	-	-	-
Strumenti valutati al Fair Value	-	2.818	2.818
Attività finanziarie correnti*	20	-	20
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	3.806	-	3.806
Attività correnti	4.125	2.818	6.943
TOTALE ATTIVITÀ	126.576	80.693	207.269
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.096	51.145	52.241
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Patrimonio Netto Totale	1.096	51.145	52.241
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	-	17.048	17.048
Fondo Business Dismessi	-	-	-
Fondo oneri smantellamento	2.473	-	2.473

Altri fondi non correnti	-	12.500	12.500
Strumenti valutati al Fair Value			-
Passività finanziarie non correnti*	77.855	-	77.855
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	14.995		14.995
Altre passività non correnti			-
Passività non correnti	95.324	29.548	124.872
Altri fondi correnti			-
Debiti commerciali	3.663		3.663
Strumenti valutati al Fair Value			-
Passività finanziarie correnti*	26.493		26.493
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*			-
Altre passività correnti	-		-
Passività per imposte correnti	-		-
Passività correnti	30.156	-	30.156
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	126.576	80.693	207.269
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	-115.517	2.818	-112.700

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (30 giugno 2023) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti fotovoltaici in corso di costruzione 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;
- **altre attività finanziarie non correnti:** attività immobilizzata relativa a un impegno finanziario connesso alla sottostazione elettrica;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sul conto corrente;
- **fondo oneri smantellamento:** fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing e iscrizione degli interessi maturati;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **debiti commerciali:** debiti verso fornitori connessi alla costruzione dell'impianto;
- **passività finanziarie correnti:** Shareholder loan verso ERG Hamburg Holding. Tale debito finanziario verrà rimborsato interamente nell'ambito delle attività di Liability Management effettuata dal Gruppo;

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

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni" e si riferisce in particolare al diritto a ricevere gli incentivi per un periodo residuo di 40 anni;
- **strumenti valutati al fair value:** adeguamento al fair value positivo degli strumenti derivati a copertura del tasso di interesse del project financing;
- **altre attività finanziarie non correnti** iscrizione di "special indemnities" determinate in sede di acquisizione;
- **passività per imposte differite** riferite alla allocazione di cui sopra.
- **Altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali rilevate in sede di acquisizione compensate dalle "special indemnities" sopracitate.

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	53.993
Fair value dei net asset acquisiti	52.253
Avviamento	1.740

Contributo Garnacha nel primo semestre 2023

La data di primo consolidamento (30 giugno 2023) corrisponde alla data di riferimento del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato, pertanto la società acquisita non ha contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo.

Si precisa che la società acquisita, anche se l'acquisizione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2023, non avrebbe contribuito al conto economico del periodo essendo il parco in fase di ultimazione.

Business combination "Fregenal"

In data **30 giugno 2023 ERG**, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCO S.L.U., ha perfezionato l'acquisizione da RENERTIA GESTION SOLAR II, S.C.R.-PYME, società riconducibile a Renertia Investment Company – venture capital spagnola che opera ed investe nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti rinnovabili – del 100% di INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ARERICSOL VIII, S.L.U., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato a **Fregenal de la Sierra**, nella comunidad autónoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MWp.

L'impianto, costruito da Aresol durante il 2022 è in fase di avvio. Situato in una delle regioni spagnole con maggiore risorsa solare a livello europeo, il progetto di Fregenal avrà una produzione totale annua stimata di circa 50 GWh, pari

ad oltre 2000 ore equivalenti corrispondenti a 24 kt di emissione di CO₂ evitata ogni anno.

Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di 30,4 milioni di Euro mentre l'Ebitda atteso a regime è di circa 3 milioni di Euro.

L'operazione si configura come acquisizione di business (*business combination*) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di *Operation & Maintenance*, i contratti di *land lease*. In particolare, le attività di O&M rappresentano per il Gruppo un processo critico per il funzionamento dei parchi. Tali contratti, infatti, consentono l'accesso ad una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 28 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target. Si segnala inoltre che sono state assunte passività per circa 18 milioni di Euro.

Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 0,1 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per *due diligence*. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nei rispettivi periodi.

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato tenuto conto anche del breve lasso di tempo intercorso rispetto alla data di acquisizione, e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

Impatto consolidamento Fregenal

Euro migliaia	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	14.964	14.964
Altre immobilizzazioni immateriali	-	-	-
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	18.490	-	18.490
Attività per diritti di utilizzo	2.468	-	2.468
Partecipazioni	-	-	-
Strumenti valutati al Fair Value	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-
Attività per imposte differite	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-
Attività non correnti	20.958	14.964	35.922
Rimanenze	100	-	100
Crediti commerciali	-	-	-
Altri crediti e attività correnti	404	-	404
Attività per imposte correnti	-	-	-

Strumenti valutati al Fair Value			-
Attività finanziarie correnti*	-		-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	3.154		3.154
Attività correnti	3.658	-	3.658
TOTALE ATTIVITÀ	24.616	14.964	39.580
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	2.608	11.223	13.831
Partecipazioni di terzi	-		-
Patrimonio Netto Totale	2.608	11.223	13.831
Benefici ai dipendenti			-
Passività per imposte differite		3.741	3.741
Fondo Business Dismessi			-
Fondo oneri smantellamento	415		415
Altri fondi non correnti	-		-
Strumenti valutati al Fair Value			-
Passività finanziarie non correnti*	-		-
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	2.468		2.468
Altre passività non correnti	54		54
Passività non correnti	2.937	3.741	6.678
Altri fondi correnti			-
Debiti commerciali	-		-
Strumenti valutati al Fair Value			-
Passività finanziarie correnti*	19.071	-	19.071
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*			-
Altre passività correnti	-		-
Passività per imposte correnti	-		-
Passività correnti	19.071	-	19.071
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	24.616	14.964	39.580
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	-18.386	-	-18.386

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (30 giugno 2023) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti fotovoltaici 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;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sul conto corrente;
- **fondo oneri smantellamento:** fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **passività finanziarie correnti:** debiti verso banche per project financing e Shareholder loan verso ERG Spain HoldCO S.L.U.; il project financing è stato successivamente rimborsato interamente nell'ambito delle attività di

Liability Management effettuata dal Gruppo;

- **debiti commerciali:** principalmente relativi a debiti verso fornitori terzi per O&M;

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

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni tenendo in considerazione un orizzonte temporale di attività pari ad un periodo di 40 anni;
- **passività per imposte differite** riferite alla allocazione di cui sopra.

Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è risultata non significativa e rilevata ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

(migliaia di Euro)

Corrispettivo dell'acquisizione	13.926
Fair value dei net asset acquisiti	12.831
Avviamento	95

Contributo Fregenal nel primo semestre 2023

La data di primo consolidamento (30 giugno 2023) corrisponde alla data di riferimento del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato, pertanto la società acquisita non ha contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo. Si precisa che la società acquisita, anche se l'acquisizione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2023, non avrebbe contribuito al conto economico del periodo essendo il parco in fase di avvio.

NOTA 46 - POSTE NON RICORRENTI

Come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 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 2023		1° semestre 2022
Ricavi		-		-
Altri Proventi		-		256
Costi per acquisti		-		-
Variazione delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(1.769)	6)	(3.192)
Costi del lavoro		-		-
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-	7)	(6.573)
Proventi (oneri) finanziari netti	2)	(4.367)	8)	(4.546)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	3)	5.149		(74)
Imposte sul reddito	4)	2.822	9)	(30.684)
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		1.835		(44.814)
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate	5)	(37.940)	10)	320.310

Risultato netto poste non ricorrenti	(36.106)	275.496
Risultato di azionisti terzi	-	-
Risultato netto poste non ricorrenti	(36.106)	275.496

Nel primo semestre **2023**:

- 1) Oneri accessori legati alle operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e ad accantonamenti sul fondo Business dismissi;
- 2) Oneri correlati alla chiusura anticipata di due Project Financing inclusi i relativi IRS e i relativi effetti rinegoziazione finanziamenti contabilizzati secondo il principio contabile internazionale IFRS 9, nell'ambito delle attività di Liability Management;
- 3) I proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente a due conguagli prezzi sulle cessioni di partecipazioni avvenute in esercizi pregressi;
- 4) La voce comprende principalmente l'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 5) Il risultato netto delle attività operative cessate si riferisce alla svalutazione del CCGT pari a 38 milioni di Euro.

Nel primo semestre **2022**:

- 6) Oneri accessori legati alle operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e ad accantonamenti sul fondo Business dismissi;
- 7) Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia in fase di smantellamento, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenuta nel semestre;
- 8) I proventi e oneri finanziari netti si riferiscono agli oneri correlati al rimborso di tre Corporate Loans avvenuto nel mese di gennaio 2022, nell'ambito delle attività di Liability Management oltre che ad oneri finanziari legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento avvenute in anni precedenti;
- 9) Le imposte sul reddito si riferiscono all'impatto del contributo straordinario previsto dall'art.37 del DL 21 marzo 2022, oltre che all'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 10) Il risultato netto delle attività operative cessate si riferisce alla plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022, oltre che all'impatto del contributo straordinario previsto dall'art.37 del DL 21 marzo 2022 relativo alla società ERG Power S.r.l.

NOTA 47 - PARTI CORRELATE

Come richiesto dalla delibera Consob 15519 del 27 luglio 2006 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.

Si evidenzia infine che nel corso del primo semestre 2023 ERG ha tacitamente rinnovato il Consolidato fiscale nazionale con le società controllate (anche indirettamente) ERG Eolica Campania S.r.l., Green Vicari S.r.l. ed ISAB Energy Solare S.r.l.. I rinnovi hanno validità per il triennio 2023-2025 e sono soggetti a tacito rinnovo. Si segnala inoltre che le società Breva Wind S.r.l., Conza Energia S.r.l., Lucus Power S.r.l., San Mauro S.r.l., SPV Parco Eolico Aria del Vento S.r.l., TACA Wind S.r.l., WinCap S.r.l., Ginestra S.r.l., Photosun S.r.l., PVProject S.r.l., Robinia S.r.l., Sesma S.r.l., Six for Power S.r.l. e SVS 1 S.r.l. sono state incluse nel corso del periodo nel Consolidato fiscale Nazionale di ERG S.p.A., con validità per il triennio 2023-2025 (tacitamente rinnovabile).

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:

- crediti commerciali verso Priolo Servizi S.C.p.A., società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (20,31%), ISAB S.r.l. (36,82%), del Gruppo Versalis S.p.A. (37,22%) e Syndial S.p.A. (5,65%), relativi a servizi di somministrazione di utilities (in particolare acqua mare, energia elettrica ed altro) e da prestazioni rese nell'ambito del contratto di Operation & Maintenance;
- altri crediti e attività correnti si rimanda a quanto riportato nelle **Ulteriori informazioni** della presente nota.

Per completezza di informazioni i valori sotto riportati non tengono conto delle riclassifiche richieste dall'IFRS 5 e sono quindi comprensivi anche degli importi indicati alle righe **Attività e passività destinate ad essere cedute**.

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

30/06/2023	Priolo Servizi S.C.p.A.	SQ Renewables S.p.A.	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	1.778	1.778	3%
Crediti commerciali	1.809	-	-	-	-	423	2.232	1%

Debiti commerciali	(426)	-	-	-	-	(67)	(493)	0%
Altre passività correnti	-	-	-	(101)	(760)	-	(861)	2%
Passività finanziarie correnti	-	-	(1.204)	-	-	(100)	(1.304)	1%
31/12/2022	Priolo Servizi S.C.p.A.	SQ Renewables S.p.A.	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	2.034	-	-	-	-	-	2.034	1%
Debiti commerciali	-	4.119	-	-	-	-	4.119	3%
Altre passività correnti	(242)	-	-	-	-	-	(242)	0%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	(125)	-	(3.025)	-	(3.150)	5%

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:

- ricavi verso Priolo Servizi S.C.p.A. per vendita di energia e di vapore nell'ambito del relativo contratto di somministrazione;
- costi per servizi verso Priolo Servizi S.C.p.A. costituiti dalle componenti di remunerazione previste dal contratto di servizio di Operation & Maintenance;
- altri costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per l'anno 2023;
- 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:

30/06/2023	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	8.231	-	-	-	-	8.231	2%
Altri proventi	-	-	-	-	78	78	1%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.897)	(100)	(3.329)	-	-	(7.326)	9%
Costi del lavoro	-	-	-	(1.304)	-	(1.304)	5%

31/12/2022	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	13.125	-	-	-	-	13.125	1%
Altri proventi	-	-	-	-	26	26	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.497)	(100)	(4.940)	-	-	(8.536)	10%
Costi del lavoro	-	-	-	(1.176)	-	(1.176)	4%

NOTA 48 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

Di seguito si riportano le operazioni, intervenute nel periodo, riguardanti le partecipazioni:

- In data 27 aprile 2023 è stato acquisito, da parte di ERG Spain Holdco S.L.U., il 100% del capitale sociale, pari a 25.000 Euro, della società di diritto tedesco ERG Hamburg Holding GmbH.
- In data 3 maggio 2023, a seguito dell'esercizio della "put option", ERG UK Holding Ltd ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nella società di diritto inglese Rigghill Wind Farm Limited, pari al 50% del relativo capitale sociale.
- In data 12 giugno 2023 è stato stipulato l'atto di fusione transfrontaliera per incorporazione di MP Solar B.V. in ERG

Solar Holding 2 S.r.l., iscritto, in data 21 giugno 2023 presso il competente Registro delle Imprese. Gli effetti reali decorrono dal 30 giugno 2023, mentre quelli contabili e fiscali dal 1° gennaio 2023.

- In data 16 giugno 2023 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione delle società Photosun S.r.l., PVProject S.r.l., Robinia S.r.l., Sesma S.r.l., Six for Power S.r.l., SVS 1 S.r.l. ed ERG Solar Holding 2 S.r.l. in GINESTRA S.r.l., iscritto, da ultimo, in data 26 giugno 2023 presso il competente Registro delle Imprese. Gli effetti reali decorrono dal 30 giugno 2023, mentre quelli contabili e fiscali dal 1° gennaio 2023.

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	3.278.158
ERG Power Generation S.p.A.						
Corni Eolian SA	Costanza (Romania)	100%	100%	RON	95.679	336.676
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	63.424
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	120	66.570
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	8.997
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	55.322
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	38.622
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	3.500	21.255
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	201
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	209.551	223.752
ERG Power S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	6.000	151.416
ERG Solar Holding S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	119.823
ERG UK Holding Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	27.392
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	21.198
ERG Wind Investments S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	97.046	433.467
ERG Windpark Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	25	8.626
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	25	116
EW Ornetta 2 sp. Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	164.688	183.807
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	119	15.061
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100	309
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	79%	Euro	50	83.438
Laszki Wind Sp. Z.o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	5	(7.450)
ERG Poland Holding Sp. Z.o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	5	1.659
ERG Sweden Holding AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	46.513
ERG Spain Holco S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.500	33.543
Ginestra S.r.l. ⁽²⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	78.847
ERG Wind Holding S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	439.755

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati, se non diversamente indicato.

(2) dato contabile provvisorio del Patrimonio Netto al 1 gennaio 2023 a seguito della fusione di cui sopra.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG Eolienne France S.a.s.						
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	1.124
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.973
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	3.071
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.060	4.466
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	861	5.532
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	2.440
Epuron Energies Renouvelables S.a.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(2.049)
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.547
Parc Eolien du Melier S.a.r.l	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(144)
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	74	4.512
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	802	993
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.410	1.260
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	13.235
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	(410)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	3.079
ERG France S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	(2.611)
Les Moulins de Fruges SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	42.100	22.790
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	5.639	1.958
Parc Eolien de St Riquier 3 SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	659
Parc Eolien de St Riquier 4 SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(214)
Holding Quesnoy 2 S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.810	1.653

 Holding Chery S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.410	1.112
 Omniwatt Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.201	(6.369)
Ferme Eolienne de Moquepanier	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.519	(4.099)
Ferme Eolienne de Clamecy Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	2.030
 Crampon Puchot Energies Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.091	445
Solaires Sisteron Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	334	(1.532)
Solaire Sénézergues Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.253)
Solaire Arpajon-sur-Cere Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	451	(1.450)
Arsac 1 Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.415)
Arsac 3 Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.994)
Solaire Greoux Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.645)
Solaire Salaunes Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.469)

ERG Energies Renouvelables S.a.S.

ERG Developpement S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(2.049)
Caen Renewables Energy S.a.s. (en liquidation)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	-
Parc Eolien de la Charente Limousine S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	29
Parc Eolien de la Boeme S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(77)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	67
Parc Eolien des Bouchats S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(677)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(94)
Parc Eolien du Pays a Part S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(71)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(72)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(37)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(43)
Parc Eolien de Porspoder S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	7,5	(52)

ERG Solar Holding S.r.l.

Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	21.148
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	17.860

ERG UK Holding Ltd

Craigore Energy Ltd	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	0
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	50	(0)
Evishagaran Windfarm LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	8.455
Sandy Knowe Wind Farm LTD	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(0)
Corlacky Energy LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	0

(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⁾
ERG Wind Bulgaria S.p.A.						
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.379	7.761
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.179	4.391
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	6.552
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.051	6.846
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	7.411
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	7.441
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	1.520	2.772
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.034	6.625
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.057	5.706
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.955	7.374
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.059	5.798
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	5.559
Wind Park Kavarna East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	505	4.017
Wind Park Kavarna West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	175	4.104
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.157	3.948
ERG Wind France 1 S.a.s.						
Cepe Pays De Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	365	2.621
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	444	4.265
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	251	1.022
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.335
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	3.145

Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	80	1.943
ERG Wind French Holdings S.a.s.						
Parc Eolien de la Chaude Vallee Sarl	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	297
Parc Eolien de Morvillers Sarl	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	540
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.037	380
Parc Eolien du Patis SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.164	1.946
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	824
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	936
Parc Eolien de St Riquier 1 SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	241
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	505	(188)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	176
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(3.453)
ERG Wind Investments S.r.l.						
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	212	202.088
ERG Wind MEI 2-14-1 LTD	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(5.366)
ERG Wind MEI 2-14-2 LTD	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(933)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.						
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova (Italia)	68%	100%	Euro	1.525	302.102
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	81.885
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	44.231
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.						
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	43.255
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	22.792
ERG Wind MEI 2-14-1 LTD						
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	38.575
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	32.392
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	33.086
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	31.844

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH						
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	(2.889)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	(2.992)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	0	-
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	1
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	(8.556)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	7.500	(3.754)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	9	(2.641)
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	2	(527)
ERG Development Germany GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	3	(130)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	(3.300)
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	(2.091)
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	1	(2.441)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	210	(969)
ERG Wind Ebersgrun GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	162	(5.276)
ERG Wind Hollige GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	200	(7.891)
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	185	(5.939)
ERG Wind Offenheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	287	(7.753)
ERG Wind Nack GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	228	(6.263)
EW Ornet 2 Z.O.O.						
Blachy Pruszyński-Energy SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	7.100	78.654
Hydro Inwestycje SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	42	55.056
Les Moulins de Fruges SAS						
Société d'exploitation du Parc Eolien de Mont Felix S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.891	3.030
Société d'exploitation du Parc Eolien de Fond du Moulin S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	344	(627)
Société d'exploitation du Parc Eolien Le Chemin Vert S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.804	(1.133)
Société d'exploitation du Parc Eolien Le Marquay S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	679	(687)
Société d'exploitation du Parc Eolien Les Trente S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.935	295
Société d'exploitation du Parc Eolien de Sole de Bellevue S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.925	1.581
Holding Chery S.A.S.						
Ferme Eolienne De Chery S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	394
Holding Quesnoy 2 S.A.S.						
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	278
ERG Poland Holding						
EW Piotrków kujawski SP. z.o.o.,	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	5	1.470
ERG Sweden Holding AB						
Furukraft AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	65.249
Omniwatt Sas						
Omniwatt Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	25	(29)
Capenergie 3 Wind GmbH	Francoforte (Germania)	100%	100%	Euro	25	(29)
LES EOLIENNES DE SAINT FRAIGNE S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	3.700	4.024
NEUILLY SAINT FRONT ENERGIES S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(1.320)
MONNES ENERGIES S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.096)
Omnigreen Sas						
SAINTE HELENE ENERGIES S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(3.058)
IEL EXPLOITATION 12 S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.459)
REUILLY ET DIOU ENERGIES S.à r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	601	1.270

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
Capenergie 3 Wind GmbH						
SAINT CONGARD ENERGIES S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2	(1.332)
Crampon Puchot Energies Sas						
Wkn Picardie Verte II S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	4.931
ERG Spain Holco S.L.U						
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	0	7
ERG Solar Taberna S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	0	(0)
Instalación Fotovoltaica Arericsol VIII, S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.000	13.831
ERG Hamburg Holding GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	25	56.925
ERG Hamburg Holding GmbH						
Garnacha Solar S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	6.000	52.241
ERG Wind Holding S.r.l.						
Taca Wind S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	1.160	13.193
Lucus Power S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	10	12.238
Wind Cap S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	2.550	14.605
Conza Energia S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	456	15.991
Breva Wind S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	7.100	13.782
SPV Parco Eolico Aria del Vento S.r.l	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	11	33.382
San Mauro S.r.l.	Milano (Italia)	100%	100%	Euro	70	7.611

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

Elenco delle partecipazioni **valutate 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 30.06.2023
ERG Power S.r.l.							
Priolo Servizi S.c.p.A.	Melilli (Italia)	20,3%	20,3%	Euro	28.100	55.300	11.342
Società collegate							11.342

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) la società consortile è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l., Versalis S.p.A. e Syndial S.p.A.

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 30.06.2023
ERG S.p.A.							
ERG Petroleos S.A. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.050	(7.032)	-
Società controllate							-
ERG Power Generation S.p.A.							
ERG Germany Verwaltungs GmbH ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione ⁽²⁾	Palermo (Italia)	99%	99%	Euro	20	232	25
Società controllate							50
ERG Eolienne France S.a.s.							
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher SARL ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil SARL ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche SARL ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules SARL ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacree sud SAS ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	10	(72)	10
Francese Parc Eolien Des Grandes Bornes Sas ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles Sas ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien De La Pleine De Burel Sas ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat Sas ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Vent Communaux Sas ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de la Foye SAS ⁽³⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Società controllate							86
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH							
ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Windpark Heyen GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Windpark Reinsdorf GmbH & Co. KG ⁽³⁾	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	5	5	5
Società controllate							30
ERG UK Holding Ltd							
High Cairn Wind Farm Limited ⁽³⁾	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	-	-
Creggan Wind Farm Limited ⁽³⁾	Seebeck House (UK)	100%	100%	GBP	0	-	-
Longburn Wind Farm LTD ⁽³⁾	Seebeck House (UK)	100%	100%	GBP	0	-	-
Società controllate							-
ERG Spain Holco S.L.U.							
ERG Solar Montiel S.L.U. ⁽³⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	(2)	131
ERG Solar El Abuelito S.L.U. ⁽³⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	(2)	166
ERG Solar Buenaventura S.L.U. ⁽³⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	10	46	422
Società controllate							719

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) società in liquidazione.

(3) società valutate al costo in quanto non operative

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾	Valore di bilancio 30.06.2023
ERG S.p.A.							
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	Euro	276	1.046	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	Euro	19.077	95.569	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	Euro	3.058	3.028	155
Altre società							465

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

NOTA 49 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2023

Dal 1° gennaio 2023 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 allo IAS 1 – Presentazione delle passività come correnti o non correnti e successivo differimento prima data di applicazione (date pubblicazione IASB Gennaio 2020, Luglio 2020);
- Modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 – Informativa sui principi contabili (data pubblicazione IASB Febbraio 2021);
- Modifica allo IAS 8 – Definizione di stima contabile (data pubblicazione IASB Febbraio 2021);
- Modifiche allo IAS 12 – Imposte differite collegate ad attività e passività derivanti da una singola transazione (data pubblicazione IASB Maggio 2021);
- IFRS 17 – Contratti assicurativi, compresi gli emendamenti emanati nel mese di Giugno 2020 (data pubblicazione IASB Maggio 2018). L'IFRS 17 è un nuovo principio contabile per la rilevazione, valutazione, presentazione ed informativa dei contratti assicurativi emessi da un'entità e/o ai contratti di riassicurazione detenuti da un'entità. Sulla base delle analisi contabili effettuate dal management del Gruppo, i contratti emessi da ERG non rappresentano transazioni che possano rientrare nella definizione di contratto assicurativo.
- Modifiche all'IFRS 17 e all'IFRS 9 – Informazioni comparative nell'ambito dell'applicazione iniziale dell'IFRS 17 e dell'IFRS 9 (data pubblicazione IASB Dicembre 2021);
- Riforma fiscale internazionale – Regole del modello Pillar 2 (Modifiche allo IAS 12). Si rimanda alla **Nota 40 - Imposte sul reddito** per dettagli.

NOTA 50 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2023

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2023 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 2024	Amendments to IFRS 16 'Leasing' Passività per leasing in un'operazione di vendita e retrolocazione	22 settembre 2022	
	Amendments to IAS 1 'Presentation of financial statements' sulla classificazione delle attività e delle passività non correnti con covenants	23 gennaio 2020 15 luglio 2020 31 ottobre 2022	

La valutazione degli eventuali impatti dei sopracitati Principi è in corso.

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

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 7 luglio 2023	Italia	Corporate	<p>Science Based Target initiative (SBTi) ha approvato i target di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) del Gruppo ERG, in linea con la soglia necessaria a mantenere l'aumento della temperatura globale entro 1.5°C.</p> <p>L'impegno di ERG è orientato al raggiungimento del Net Zero entro il 2040 attraverso alcune azioni sia sul breve al 2027 (near-term target), che nel lungo periodo (long-term target) al 2040.</p>
Comunicato Stampa del 18 luglio 2023	Italia	Corporate	<p>ERG ha perfezionato oggi il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) con un importo massimo complessivo di Euro 3.000 milioni (di cui Euro 1.600 milioni già emessi), a seguito di quanto approvato lo scorso 12 luglio 2023 dal Consiglio di Amministrazione.</p>

NOTA 52 - DATA PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

In data 28 luglio 2023 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, 28 luglio 2023

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

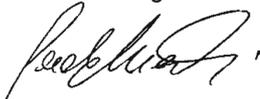
AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

-
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 2023.
 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 2023 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 2023:
 - 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, 28 luglio 2023

l'Amministratore Delegato

Paolo Luigi Merli



il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

Michele Pedemonte



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



Gruppo ERG

**Bilancio consolidato semestrale abbreviato al
30 giugno 2023**

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

28 luglio 2023



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Piazza della Vittoria, 15 int. 10 e 11
16121 GENOVA GE
Telefono +39 010 564992
Email it-fmauditaly@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 2023. 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) 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.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecco Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512967
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo ERG

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2023*

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 2023 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Genova, 28 luglio 2023

KPMG S.p.A.

Andrea Carlucci
Socio



ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

www.erg.eu

SEDE LEGALE

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151