



# RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 31 MARZO 2020

## PREMESSE

---

### Informativa trimestrale

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS), che verranno approvati e conseguentemente pubblicati in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato, ovvero entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

Gli importi riportati nel presente Resoconto Intermedio sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

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

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

### Settori operativi

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse tecnologie di generazione, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.

Si precisa che i risultati per business 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 tecnologia, pertanto i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

### 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**".

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

## IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio 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 nel primo trimestre 2020 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni;
- l'incremento (circa 77 milioni al 31 marzo 2020) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 76 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (2 milioni) e maggiori oneri finanziari (1 milione) 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, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi 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. Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

## Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi 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, di idraulicità 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.

# INDICE

<b>Il Gruppo</b> .....	<b>5</b>
Organi societari.....	5
Profilo del Gruppo.....	6
Aree geografiche di attività al 31 marzo 2020.....	8
Area di consolidamento integrale al 31 marzo 2020.....	9
Modello organizzativo.....	10
Variazione perimetro di business nel periodo.....	12
ERG in Borsa.....	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre.....	15
<b>Risultati del periodo</b> .....	<b>19</b>
Sintesi dei risultati.....	19
Risultati per settore.....	20
Commento ai risultati del periodo.....	21
Risultati del periodo - Business.....	23
Mercato di riferimento.....	23
Vendite.....	25
<b>Eolico</b> .....	26
<b>Solare</b> .....	34
<b>Idroelettrico</b> .....	35
<b>Termoelettrico</b> .....	37
Incentive framework.....	39
<b>Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)</b> .....	<b>42</b>
Prospetti contabili.....	42
Indicatori Alternativi di Performance (IAP).....	52
<b>Evoluzione prevedibile</b> .....	<b>61</b>
Fatti di rilievo avvenuti dopo il periodo.....	61
Evoluzione prevedibile della gestione.....	62
<b>Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari</b> .....	<b>64</b>

# ORGANI SOCIETARI

---

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

Presidente

EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente

ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*<sup>2</sup>

GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato

LUCA BETTONTE

Consiglieri

MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*<sup>3</sup>

MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*<sup>4</sup>

BARBARA COMINELLI *(indipendente)*<sup>4</sup>

MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*

PAOLO FRANCESCO LANZONI *(non esecutivo)*<sup>5</sup>

SILVIA MERLO *(indipendente)*<sup>4</sup>

ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*<sup>4</sup>

MARIO PATERLINI *(indipendente)*<sup>4</sup>

## COLLEGIO SINDACALE<sup>6</sup>

Presidente

ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi

LELIO FORNABAIO

FABRIZIO CAVALLI

## DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

PAOLO LUIGI MERLI

## SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.<sup>7</sup>

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

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.

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

5 Ad esito della nomina a Consigliere di Amministrazione (non esecutivo) della controllante San Quirico S.p.A., il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., nell'adunanza del 16 luglio 2019, pur confermandone l'autonomia di giudizio, ha ritenuto preferibile qualificare lo stesso come amministratore non indipendente ai sensi di quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

6 Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

7 Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

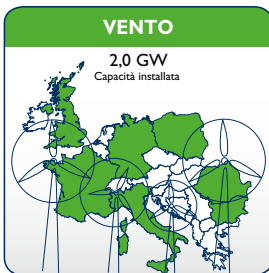
## PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento e basso impatto ambientale.

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 centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni e dell'impianto CCGT di Priolo. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

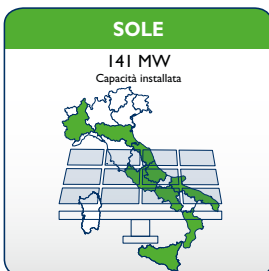
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di oltre 3.000 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



### Eolico

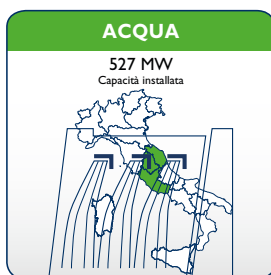
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.967 MW di potenza installata al 31 marzo 2020. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (874 MW operativi), in particolare in Francia (397 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



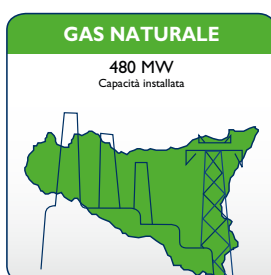
### Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, incrementata di 51,4 MW a seguito dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2019 di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.



### Idroelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un sistema integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, connessi da una rete di fiumi e canali di oltre 150 Km ed aventi una potenza efficiente di 527 MW.



### Termoelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto CCGT cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities.

# AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 31 MARZO 2020

## TOTALE: 3.115 MW

Eolico: 1.967 MW (1.093 MW Italia e 874 MW Estero)

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

Under construction/RtB: 285 MW

UK: 199 MW

Polonia: 36 MW

Francia: 50 MW

### FRANCIA

Eolico: 397 MW

### ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

### GERMANIA

Eolico: 272 MW

### POLONIA

Eolico: 82 MW

### ROMANIA

Eolico: 70 MW

### BULGARIA

Eolico: 54 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M



# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 31 MARZO 2020



## MODELLO ORGANIZZATIVO

---



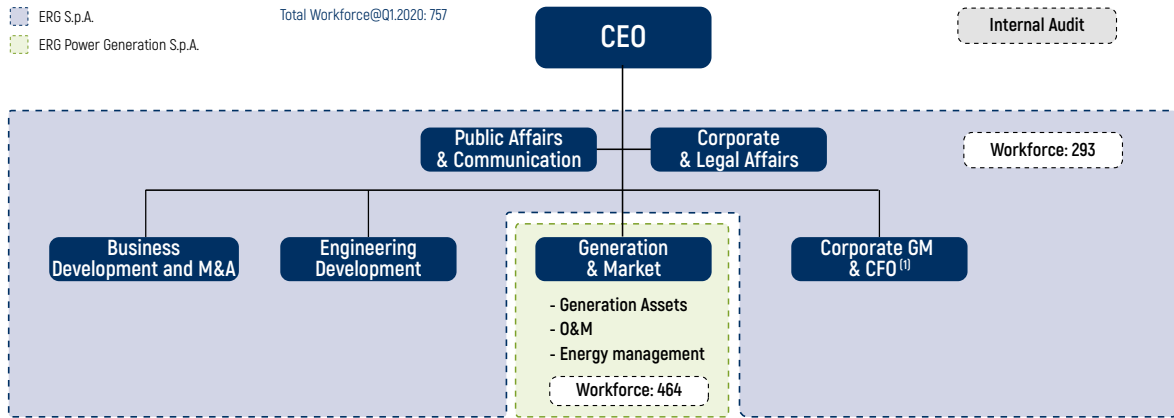
L'assetto organizzativo del gruppo si caratterizza nella definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. - Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei cambi organizzativi avvenuti nel 2019 e nel primo trimestre 2020 la società è organizzata nelle seguenti aree:
  - Business Development and M&A;
  - Engineering Development;
  - Corporate General Manager & CFO;
  - Public Affairs & Communication;
  - Corporate & Legal Affairs.

Si evidenzia che Corporate General Manager & CFO include le aree di Group Administration, Planning, Control & Reporting, Finance, Risk Management & Corporate Finance, Investor Relations, Procurement e Human Capital & ICT con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione Generale le attività afferenti ai principali servizi di supporto al Business.

- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Thermo, Hydro e Solare a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i Key Accounts;
  - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
  - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;
  - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

**ONE** COMPANY: A LEAN ORGANIZATION  
TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



(1) It includes Group Administration, Finance, Planning Control & Reporting, Investor Relations, Group Risk Management & Corporate Finance, Procurement and Human Capital & ICT

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO TRIMESTRE 2020

---

### Eolico - Francia

In data **24 febbraio 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha acquistato dalla società lussemburghese LongWing Energy France S.A. il 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici situati nelle regioni francesi di Hauts de France, Centre - Vallée de la Loire e Nouvelle Aquitaine.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 38 MW, sono entrati in esercizio tra il 2010 e il 2012 ed hanno una produzione annua totale, basata sulla media storica, di circa 70 GWh, corrispondente ad oltre 1.840 ore equivalenti e pari a circa 37 kt di emissioni di CO<sub>2</sub> evitate all'anno. Gli impianti beneficiano per 15 anni, a partire dalla data di entrata in esercizio, di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2019, è stata pari in media a circa 91 Euro/MWh. Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a circa 40 milioni di Euro. L'Ebitda annuo medio atteso è di circa 4,5 milioni di Euro. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze francese ha dato il proprio consenso all'operazione. Il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2020.

### Eolico - Polonia

In data **5 marzo 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameonio Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di **Laszki Wind Sp. Z.o.o.**, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019.

Il progetto si è aggiudicato nell'ultima asta una tariffa Feed-in per una durata di 15 anni. La produzione stimata a regime è di circa 90 GWh annui, pari a circa 77 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. L'inizio della costruzione è previsto nel corso del secondo trimestre 2020 e l'entrata in esercizio entro la fine del 2021.

L'investimento totale per la realizzazione del parco inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 48 milioni di Euro. L'operazione consentirà ad ERG di ampliare la propria presenza nel mercato eolico on-shore polacco portando a 118 MW la potenza installata nel Paese, e di perseguire uno sviluppo ulteriore rispetto a quanto indicato nell'attuale Piano Industriale.

## ERG IN BORSA

Al 31 marzo 2020 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 16,31 Euro, in diminuzione (-15,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2019, a fronte di un generalizzato calo nello stesso periodo degli indici di borsa: FTSE All Share (-27,5%), del FTSE Mid Cap (-27,9%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-14,3%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 13,17 Euro (23 marzo 2020) ed un massimo di 23,48 Euro (20 febbraio 2020).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 31 marzo 2020.

<b>Prezzo dell'azione</b>	<b>Euro</b>
Prezzo di riferimento al 31.03.20	16,31
Prezzo massimo (20.02.20) <sup>(1)</sup>	23,48
Prezzo minimo (23.03.20) <sup>(1)</sup>	13,17
Prezzo medio	19,88

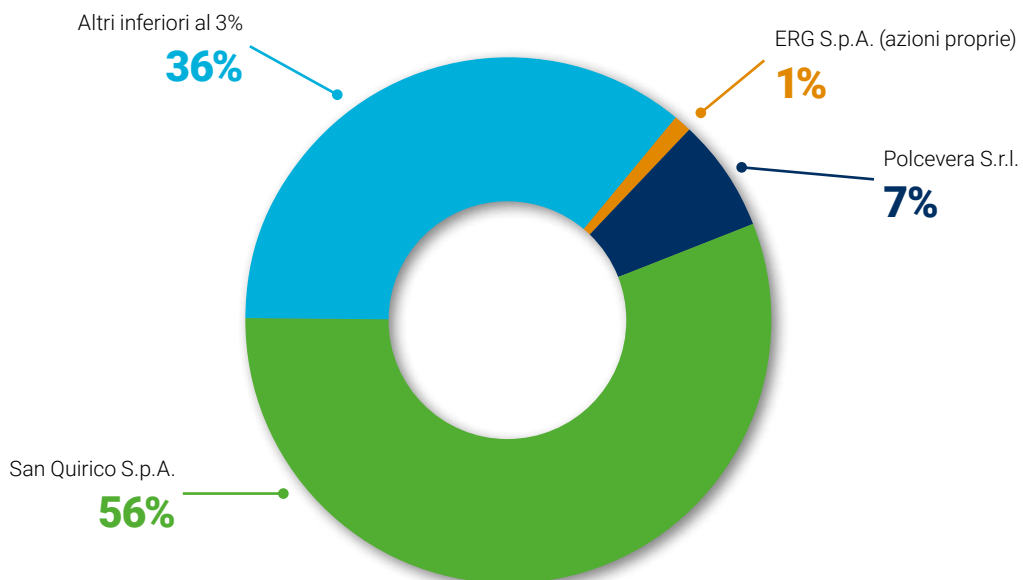
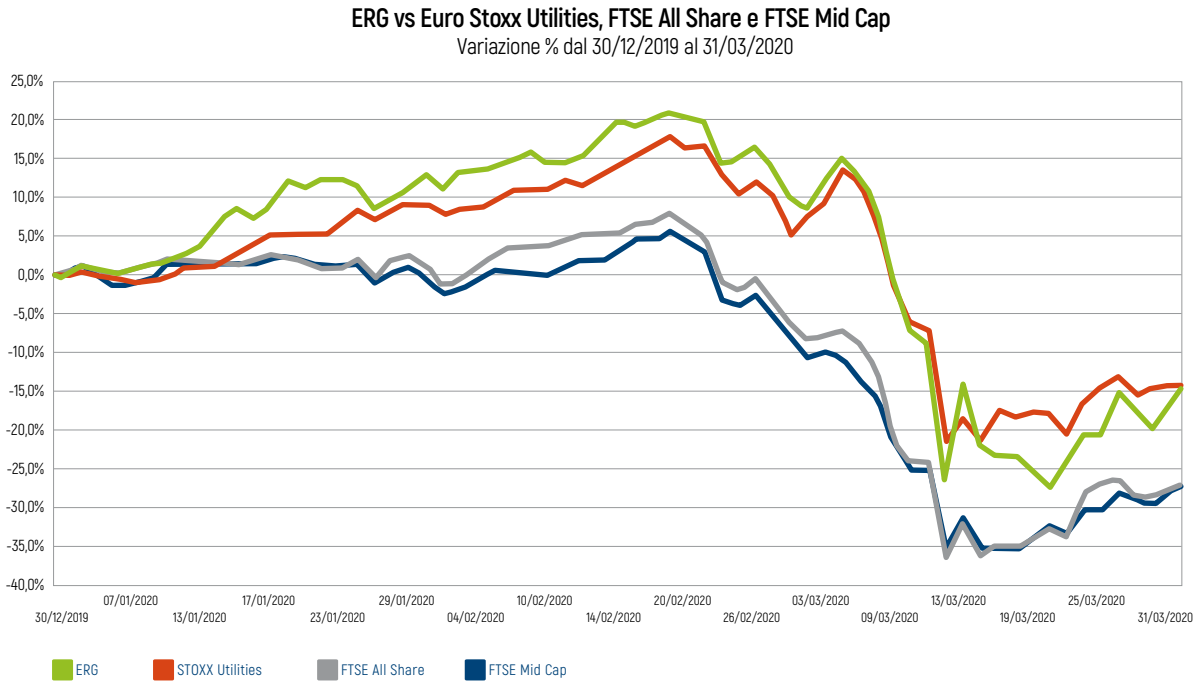
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

<b>Volumi scambiati</b>	<b>N. azioni</b>
Volume massimo (19.03.20)	867.834
Volume minimo (06.01.20)	73.509
Volume medio	336.381

La capitalizzazione di borsa al 31 marzo 2020 ammonta a circa 2.452 milioni di Euro (2.889 milioni alla fine del 2019).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.869.920.

## Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria



## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
22 gennaio 2020	Corporate	ERG S.p.A. è stata promossa al <b>rating "AA"</b> , rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da <b>MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI")</b> , una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). In aggiunta ERG con il 35 <sup>mo</sup> posto si conferma tra le top 50 aziende al mondo nel Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the world Index e ha mantenuto il rating B di CDP Climate Change.	<a href="#">Comunicato Stampa del 22.01.2020</a>
24 febbraio 2020	Eolico Francia	<b>Acquisizione del 100% del capitale di cinque società</b> di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW.	<a href="#">Comunicato Stampa del 24.02.2020</a>
5 marzo 2020	Eolico Polonia	<b>Acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Sp. Z.o.o.</b> , società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019.	<a href="#">Comunicato Stampa del 05.03.2020</a>
9 marzo 2020	Corporate	In data 9 marzo 2020, con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del <b>COVID-19</b> ed alle conseguenti restrizioni alla mobilità personale, ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (Smart Working) a tutti i giorni lavorativi della settimana. Tale possibilità è stata estesa progressivamente ai dipendenti di tutte le sedi del Gruppo laddove tale modalità di lavoro è risultata compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate, assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi. Circa il 70% della popolazione aziendale è stata coinvolta, equivalente alla totalità del personale con funzioni impiegate.	

## EMERGENZA COVID-19

---

Il processo di chiusura amministrativo-contabile del primo trimestre 2020 è stato interamente gestito e finalizzato dal personale in modalità agile (smart working), attraverso un processo di Virtual Closing. Sono state preliminarmente effettuate un'analisi ed una valutazione delle complessità legate alle nuove modalità di gestione del closing ed ai potenziali punti di debolezza e discontinuità, individuando conseguentemente interventi in ambito Information Technology (availability & integrity IT), nelle procedure di financial closing e nel sistema dei controlli.

A seguito della diffusione dell'emergenza sanitaria su scala globale, a fine gennaio 2020 l'Organizzazione mondiale della Sanità aveva qualificato l'epidemia da COVID-19 come un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale e lo scorso 11 marzo 2020 ha invece dichiarato la Pandemia per COVID-19.

A valle delle dichiarazioni dell'Organizzazione mondiale della Sanità, in Italia attraverso specifici Decreti della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stato dichiarato lo stato di emergenza attualmente fino al 31 luglio e sono state adottate misure specifiche dapprima sui territori della regione Lombardia e del Nord Italia e successivamente estese su tutto il territorio nazionale. Dalla fine di marzo si sono susseguiti ulteriori provvedimenti per la sospensione delle attività produttive industriali tranne che per i servizi ritenuti essenziali, includendo in questi ultimi la fornitura di energia elettrica e le connesse manutenzioni ed interventi. Tale situazione di blocco è stata prorogata fino allo scorso 3 maggio; dal giorno successivo con il DPCM del 26 Aprile 2020, è stata avviata la cosiddetta "fase 2".

Gli altri paesi Europei nel quale il Gruppo ERG opera, tra cui Francia e Germania, sebbene con tempistiche diverse, hanno seguito la stessa strada intrapresa dall'Italia ed hanno via via sospeso le attività a meno dei servizi ritenuti essenziali e di pubblica utilità, tra cui rientra sempre la fornitura di energia elettrica.

Ai primi segnali di emergenza ERG ha prontamente reagito, mettendo in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità operativa dei propri assets in condizioni di sicurezza. Ciò è avvenuto attraverso l'utilizzo del lavoro agile (smart working), introdotto in anticipo rispetto alle disposizioni di legge, esteso a tutte le sedi del gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta, che equivale alla totalità del personale con funzioni "impiegatizie", con la sola esclusione del personale dedicato alla gestione operativa e manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità aziendale.

Anche per la Fase 2 ERG, pur dando la possibilità di accedere ai propri uffici, ha confermato ed incoraggiato la continuazione della prestazione lavorativa in smart working.

ERG ha gestito in maniera molto attenta il personale impegnato nei siti produttivi, mediante l'adozione delle opportune misure di sicurezza "Organizzative" (atte a garantire il distanziamento sociale e la rimodulazione delle attività operative e logistiche) e di "Prevenzione e Protezione" (formazione e informazione, dispositivi di protezione individuale, misure di igiene personale e pulizia/sanificazione degli ambienti di lavoro), nel rispetto delle indicazioni delle Autorità Competenti, e di concerto con le Organizzazioni Sindacali.

In tutti i siti operativi sono state predisposte e puntualmente aggiornate tutte le azioni organizzative, logistiche e di



facility a tutela della salute dei lavoratori e a presidio di tutte le attività fondamentali per garantire la continuità di servizio e la marcia in sicurezza degli impianti. I protocolli di sicurezza emessi dalle autorità sono stati ripresi e dettagliati in due documenti emessi rispettivamente il 15 e 30 aprile, denominati "Protocollo Aziendale di Regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus COVID-19 negli ambienti di lavoro" (15 aprile) e "Protocollo aziendale di regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus COVID-19 negli ambienti di lavoro - FASE 2" (30 aprile), che integrano i Documento di Valutazione dei Rischi del Gruppo ERG.

A livello di Supply Chain sono state messe in atto tutte le opportune azioni per garantire la continuità operativa di tutti gli asset di produzione sia in Italia che all'estero, attraverso un approccio strutturato di Business Continuity Management e la definizione dei piani di approvvigionamento che prevedono la copertura delle forniture almeno fino a tutto il 2020, con identificazione di fornitori di backup per tutti i Main Component e per i servizi principali. La presenza di proprio personale in campo per svolgere attività di O&M e di propri magazzini vicini agli impianti produttivi si è rivelata una strategia vincente per garantire la business continuity, minimizzando la dipendenza da fornitori esterni.

È stata sin da subito costituita una Task Force a livello di Vertice Aziendale, in accordo con la nostra Crisis Communication Management Policy: ogni giorno il Top Management si riunisce per fare il punto della situazione, in modo da essere sempre aggiornati e pronti a rivedere quotidianamente le priorità e a rispondere tempestivamente all'insorgere di eventuali esigenze.

Ad oggi non vi sono state interruzioni dell'attività aziendale, sia in Italia che all'estero, né sono stati riscontrati di fatto casi di contagio sul lavoro, a riprova dell'efficacia delle misure adottate.

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 14 nuovi ingressi nel Gruppo da marzo ad oggi, ed è stata anche attivata una polizza di copertura assicurativa sanitaria COVID-19 a favore di tutti i dipendenti. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate e appositi fondi sono stati destinati dal Gruppo, dalla Controllante e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

Anche in questa circostanza critica la solidarietà dell'azienda e delle sue persone non si è fatta infatti attendere. ERG ha destinato 2 milioni di euro ai territori colpiti dall'emergenza COVID-19 nei quali è presente con i suoi siti produttivi, con la volontà di offrire un aiuto concreto a supporto delle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie. In aggiunta a tale iniziativa, su proposta delle Parti Sociali interne, i dipendenti del Gruppo hanno donato complessivamente 2.300 ore di lavoro, il cui corrispettivo è stato destinato a favore della Protezione Civile.

Si ricorda inoltre che San Quirico S.p.A., azionista di maggioranza della Società, ha donato 1 milione di euro a favore delle strutture ospedaliere genovesi impegnate in prima linea nell'emergenza sanitaria.

In sintesi la risposta di ERG alla crisi COVID-19 rispecchia fedelmente il proprio modello d'impresa, da sempre orientato alla creazione e alla condivisione di valore sostenibile per gli azionisti, i dipendenti e la comunità in generale.

Con riferimento a quanto indicato dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) in data 11 marzo 2020 e successive comunicazioni, si conferma quindi che il management del Gruppo ha posto in essere un costante monito-

raggio degli impatti effettivi e potenziali dell'emergenza COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulle performance economiche del Gruppo.

In particolare sono oggetto di attenzione l'evoluzione dello scenario macroeconomico e di quello elettrico, in termini di andamento della domanda e dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, e la valutazione specifica del rischio credito e del rischio liquidità, come meglio descritto nei paragrafi successivi.

La crisi sanitaria internazionale in atto, come noto, ha determinato una significativa generale contrazione della domanda di energia elettrica su tutti i mercati di riferimento, per effetto principalmente delle limitazioni imposte a parti delle attività produttive, attraverso modalità diverse da paese a paese.

In tale contesto i prezzi a pronti dell'energia elettrica hanno registrato importanti contrazioni in tutti i paesi in cui il Gruppo opera. Tuttavia, sia grazie alla significativa incidenza sui ricavi del Gruppo di sistemi di remunerazione regolati, sia perché una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei Clean Spark Spreads legati alle produzioni termoelettriche del corrente anno sono state già oggetto di vendita a termine negli anni precedenti, in linea con le hedging policy triennali del Gruppo, nel primo trimestre 2020 gli effetti sui risultati di Gruppo sono stati contenuti.

Per quanto riguarda il rischio credito, il Gruppo ERG attua da sempre una strategia di mitigazione di tale rischio che prevede, in linea con la Risk Policy, un portafoglio focalizzato principalmente vs grandi clienti Industriali sia in ambito nazionale che internazionale a cui viene riconosciuta una elevata solidità ed affidabilità; pertanto anche in questo momento storico, il rischio credito verso tali controparti rimane contenuto. L'evolversi della situazione è monitorato nell'ambito delle attività del Comitato Crediti ed il top management viene regolarmente aggiornato nell'ambito della task force COVID-19.

Per quanto riguarda invece il rischio liquidità, monitorato costantemente dal top management nell'ambito del Comitato Rischi, ERG attua una strategia di mitigazione in linea con la Risk Policy che consentirà al Gruppo di essere solvibile sia in condizioni di normale operatività che in condizioni di crisi, attraverso un'accurata pianificazione e monitoraggio della propria struttura finanziaria. Tale strategia è volta da un lato a garantire il mantenimento di un adeguato livello di liquidità, attraverso la sistematica generazione di cassa da parte delle proprie attività di business, e dall'altro a ottimizzare il costo del funding, attraverso il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e composizione del debito. Anche nell'attuale contesto di riferimento, post Covid-19, il rischio liquidità rimane limitato, peraltro senza significativi impatti attesi nel corso del 2020.

In riferimento a quanto sopra non si segnalano effetti significativi sui risultati del primo trimestre 2020. Per quanto riguarda la guidance per l'intero esercizio 2020 si segnalano impatti di breve periodo, come meglio descritto nell'Evoluzione prevedibile della gestione.

Tuttavia, in considerazione del perdurare delle incertezze e degli elementi di criticità che caratterizzano il quadro macroeconomico di riferimento, gli Amministratori continueranno a monitorare l'evoluzione dell'emergenza sanitaria e i possibili impatti sugli scenari anche di medio-lungo termine e valuteranno se tali aggiornamenti potranno rappresentare un indicatore di perdita di valore tale da richiedere un adeguamento del valore contabile degli assets iscritti in bilancio.

# SINTESI DEI RISULTATI

Adjusted <sup>(1)</sup> Anno		Reported <sup>(2)</sup> 1° trimestre		Adjusted <sup>(1)</sup> 1° trimestre	
2019	(Milioni di Euro)	2020	2019	2020	2019
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>					
1.022	Ricavi	277	296	277	296
<b>504</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>156</b>	<b>163</b>	<b>156</b>	<b>164</b>
<b>205</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>82</b>	<b>92</b>
105	Risultato netto	52	49	53	54
104	<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	52	49	53	54
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>					
<b>3.264</b>	<b>Capitale investito netto adjusted <sup>(3)</sup></b>	<b>3.331</b>	<b>3.477</b>	<b>3.255</b>	<b>3.411</b>
1.787	Patrimonio netto	1.838	1.897	1.839	1.897
1.476	Indebitamento finanziario netto totale <sup>(3)</sup>	1.493	1.580	1.415	1.514
812	<i>di cui Project Financing non recourse <sup>(4)</sup></i>	831	1.327	831	1.327
45%	Leva finanziaria	45%	45%	43%	44%
<b>49%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>56%</b>	<b>55%</b>	<b>56%</b>	<b>55%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>					
<b>1.929</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	MW		<b>1.967</b>	<b>1.822</b>
4.000	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh		1.366	1.328
<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	MW		<b>480</b>	<b>480</b>
2.504	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh		626	618
<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	MW		<b>527</b>	<b>527</b>
1.229	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh		324	301
<b>141</b>	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	MW		<b>141</b>	<b>141</b>
226	Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh		45	44
<b>15.121</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	milioni di kWh		<b>4.246</b>	<b>4.070</b>
432	Investimenti <sup>(5)</sup>	milioni di Euro		61	233
<b>754</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	unità		<b>757</b>	<b>752</b>
<b>RICAVI NETTI UNITARI <sup>(6)</sup></b>					
118,1	Eolico Italia	Euro/MWh		121,2	120,4
95,9	Eolico Germania	Euro/MWh		97,6	100,6
89,3	Eolico Francia	Euro/MWh		90,1	88,6
73,3	Eolico Polonia	Euro/MWh		72,2	68,9
78,7	Eolico Bulgaria	Euro/MWh		67,4	81,2
67,0	Eolico Romania	Euro/MWh		59,2	72,0
n.a.	Eolico UK	Euro/MWh		n.a.	n.a.
313,9	Solare	Euro/MWh		309,9	326,8
102,1	Idroelettrico	Euro/MWh		102,1	107,6
39,9	Termoelettrico	Euro/MWh		28,1	34,7

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici *adjusted* con l'esclusione pertanto degli *special items*.

(1) Gli indicatori economici Adjusted non includono gli special items e le relative imposte teoriche correlate

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

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

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

(5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni effettuati nel primo trimestre 2020

(6) I ricavi netti unitari riportati 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

## RISULTATI PER SETTORE

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2020	2019	
<b>2019</b>				
<b>RICAVI ADJUSTED</b>				
414	Eolico	140	144	(4)
71	Solare	14	15	(1)
119	Idroelettrico	33	32	1
418	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	91	106	(15)
37	Corporate	9	9	(0)
(37)	Ricavi infrasettori	(9)	(9)	0
<b>1.022</b>	<b>Totale ricavi adjusted</b>	<b>277</b>	<b>296</b>	<b>(19)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>				
301	Eolico	109	115	(6)
63	Solare	12	13	(1)
87	Idroelettrico	24	23	0
69	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	15	17	(2)
(16)	Corporate	(4)	(4)	1
<b>504</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>156</b>	<b>164</b>	<b>(7)</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>				
(169)	Eolico	(42)	(40)	(2)
(41)	Solare	(10)	(10)	(0)
(57)	Idroelettrico	(14)	(14)	(0)
(28)	Termoelettrico	(7)	(7)	(0)
(3)	Corporate	(1)	(1)	0
<b>(299)</b>	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(75)</b>	<b>(72)</b>	<b>(3)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>				
132	Eolico	67	75	(8)
22	Solare	2	3	(1)
30	Idroelettrico	9	9	0
41	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	8	10	(2)
(19)	Corporate	(4)	(5)	1
<b>205</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>82</b>	<b>92</b>	<b>(10)</b>
<b>INVESTIMENTI<sup>(2)</sup></b>				
189	Eolico	54	10	43
221	Solare	1	220	(219)
6	Idroelettrico	1	1	1
15	Termoelettrico	5	2	4
2	Corporate	0	0	0
<b>432</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>61</b>	<b>233</b>	<b>(171)</b>

(1) include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business

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

## COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

---

Nel primo trimestre 2020 i **ricavi adjusted** sono pari a 277 milioni, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2019 (296 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico in Italia, a causa di condizioni anemologiche decisamente sfavorevoli e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del primo trimestre 2019, solo in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico all'estero e dall'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 156 milioni, in diminuzione di 7 milioni rispetto ai 164 milioni registrati nel primo trimestre 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Eolico (-6 milioni):** margine operativo lordo pari a 109 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (115 milioni) principalmente per effetto delle minori produzioni in Italia (-205 GWh), solo parzialmente compensate da quelle all'estero (+243 GWh). In particolare, il risultato dei parchi eolici in Italia (57 milioni, in diminuzione rispetto agli 80 milioni del primo trimestre 2019) ha risentito della scarsa anemologia del periodo rispetto ai valori particolarmente elevati del primo trimestre 2019. I risultati all'estero sono in crescita (+17 milioni) sia grazie al contributo dei 145 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, che dell'elevata ventosità del periodo.

**Solare (-1 milione):** il margine operativo lordo, pari a 12 milioni, è in lieve diminuzione rispetto al primo trimestre 2019 (13 milioni) con volumi sostanzialmente in linea ma uno scenario prezzi peggiore rispetto a quello del primo trimestre 2019.

**Idroelettrico (+1 milione):** margine operativo lordo di 24 milioni (23 milioni nel primo trimestre 2019), in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La performance ha beneficiato di una produzione superiore rispetto al primo trimestre 2019, seppur ampiamente sotto i livelli medi storici, in parte compensata dallo scenario negativo sui mercati dell'energia.

**Termoelettrico (-2 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 15 milioni, è inferiore rispetto ai 17 milioni del primo trimestre 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT. I margini di generazione nel periodo hanno beneficiato delle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo in un contesto di mercato in forte deterioramento nel mese di marzo a seguito del lockdown per l'emergenza sanitaria COVID-19.

Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 82 milioni (92 milioni nel primo trimestre 2019) dopo ammortamenti per 75 milioni in aumento di 3 milioni rispetto al primo trimestre 2019 (72 milioni) riconducibili principalmente alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019 e del primo trimestre 2020.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 53 milioni, in linea rispetto al risultato del primo trimestre 2019, in conseguenza dei già commentati risultati operativi. Gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al primo trimestre 2019 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative. Inoltre il tax rate effettivo è risultato inferiore rispetto al primo trimestre 2019 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 52 milioni, rispetto ai 49 milioni del primo trimestre 2019. Si segnala che la differenza rispetto ai valori adjusted è principalmente riconducibile all'erogazione liberale di 2 milioni di Euro effettuata a sostegno della crisi sanitaria COVID-19.

Nel primo trimestre 2020 gli **investimenti** sono stati pari a **61 milioni** (233 milioni nel primo trimestre 2019) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (per 42 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni). Nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 17 milioni** di cui il 55% nel settore Eolico (80% nel primo trimestre 2019), principalmente correlati all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in Polonia e UK, il 30% nel settore Termoelettrico (13% nel primo trimestre 2019) a seguito dell'avvio degli investimenti al fine di ottenere nuovamente titoli di efficienza energetica per il modulo 1 del CCGT, l'8% nel settore Idroelettrico (4% nel primo trimestre 2019), il 4% nel settore Solare e il 2% nel settore Corporate (3% nel primo trimestre 2019), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.415 milioni**, in diminuzione (61 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (62 milioni) più che compensati dal positivo flusso di cassa (113 milioni<sup>8</sup>) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

L'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2020 a circa 77 milioni.

<sup>8</sup> Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

## RISULTATI DEL PERIODO - BUSINESS

### MERCATO DI RIFERIMENTO

#### Scenario prezzi

##### SCENARIO PREZZI (Euro/MWh)

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
<b>Italia</b>			
52,3	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) <sup>(1)</sup>	39,6	59,5
51,2	Prezzo energia elettrica zona Nord	38,7	59,6
52,2	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	39,0	59,5
52,3	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	40,3	58,7
50,9	Prezzo energia elettrica zona Sud	39,7	54,7
51,8	Prezzo energia elettrica Sardegna	40,3	58,6
62,8	Prezzo energia elettrica Sicilia	45,4	65,2
59,4	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	45,1	67,1
92,1	Tariffa incentivante (ex certificati verdi) - Italia	99,1	92,1
<b>Estero</b>			
39,5	Francia (Energia Elettrica base load)	29,4	47,2
37,9	Germania (Energia Elettrica base load)	27,3	41,3
84,2	Polonia	75,1	78,8
53,5	di cui (Energia Elettrica base load)	41,0	50,8
30,7	di cui Certificati d'Origine	34,1	28,0
47,5	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	41,6	47,6
79,7	Romania (EE base load + 1 certificato verde*)	70,3	83,6
50,3	di cui Energia Elettrica base load	40,9	54,2
29,4	di cui "certificato verde"	29,4	29,4
50,3	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	36,6	61,3
49,2	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	38,0	59,4

(1) Prezzo Unico Nazionale

## Mercato Italia - Domanda e produzioni

### MERCATO ITALIA <sup>(1)</sup> (GWh)

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
319.597	Domanda	76.978	80.624
2.412	Consumo pompaggi	661	657
38.163	Import/Export	11.329	10.434
283.846	Produzione interna <sup>(2)</sup>	66.310	70.847
	di cui		
186.811	<i>Termoelettrica</i>	44.984	49.648
46.959	<i>Idroelettrica</i>	8.884	7.563
5.687	<i>Geotermica</i>	1.447	1.416
20.063	<i>Eolica</i>	5.875	7.110
24.326	<i>Fotovoltaico</i>	5.120	5.110

(1) fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

Nel **primo trimestre 2020** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 77 TWh, in diminuzione rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2019. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 4,7 TWh, in diminuzione (-0,8%) rispetto al primo trimestre 2019, inoltre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 10,7 TWh (-3,7%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 66,3 TWh, in diminuzione del 6% rispetto al primo trimestre 2019, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 11,3 TWh (+9% rispetto al primo trimestre 2019).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 68% da centrali termoelettriche e per il restante 32% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 13% dall'idroelettrico, per l'8% dal fotovoltaico, per il 9% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo trimestre 2019 risulta in linea la produzione fotovoltaica, in diminuzione la produzione eolica (-17%), e termoelettrica (-9%), mentre ha registrato una crescita la produzione idroelettrica (+17%) e quella geotermica (+2%).



## VENDITE DEL GRUPPO

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e solari, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel corso del **primo trimestre 2020**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 4,2 TWh (4,1 TWh nel primo trimestre 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,4 TWh (2,3 TWh nell'analogo periodo 2019), di cui circa 0,8 TWh all'estero e 1,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (2,2% nel primo trimestre 2019).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>9</sup> seguente:

FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° trimestre	
	2020	2019
Wind - produzione eolica Italia	598	803
Wind - produzione eolica Estero	768	525
Solare - produzione fotovoltaica	45	44
CCGT - produzione termoelettrica	626	618
Hydro - produzione idroelettrica	324	301
ERG Power Generation - acquisti	1.885	1.778
<b>Totale</b>	<b>4.246</b>	<b>4.070</b>

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° trimestre	
	2020	2019
Energia elettrica venduta a clienti captive	80	108
Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	3.398	3.436
Energia elettrica venduta all'estero	768	525
<b>Totale</b>	<b>4.246</b>	<b>4.070</b>

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). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con le risk policy di Gruppo.

Nel primo trimestre 2020 sono state effettuate vendite di vapore<sup>10</sup> per 336 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 313 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo 2019.

<sup>9</sup> Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

<sup>10</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

## EOLICO

Il Gruppo ERG opera nel settore eolico attraverso le proprie società titolari di parchi eolici in Italia e all'estero. I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

### POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
<b>1.093</b>	<b>Italia</b>	<b>1.093</b>	<b>1.093</b>
	di cui		
247	Campania	247	247
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
<b>836</b>	<b>Estero</b>	<b>874</b>	<b>729</b>
	di cui		
272	Germania	272	216
359	Francia	397	307
82	Polonia	82	82
54	Bulgaria	54	54
70	Romania	70	70
<b>1.929</b>	<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.967</b>	<b>1.822</b>

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 31 marzo 2020, pari a 1.967 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 750 MW incentivati) e per 874 MW a parchi all'estero. L'incremento di circa 145 MW rispetto al dato al 31 marzo 2019 è dovuto all'acquisizione in Francia di 90,0 MW già in esercizio, di cui 38,0 MW di recente acquisizione che si aggiungono ai 52,0 MW di Polaris acquisita a giugno 2019, a cui si somma un ulteriore incremento di 55,4 MW in Germania a seguito dell'avvio commerciale di un parco eolico da 21,6 MW avvenuto alla fine del mese di giugno 2019 oltre che dell'acquisizione di tre parchi eolici per ulteriori 33,8 MW avvenuta nel mese di settembre 2019.

## Sintesi dei risultati adjusted del periodo

### RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2020	2019
<b>414</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica adjusted</b>	<b>140</b>	<b>144</b>
301	<b>Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>109</b>	<b>115</b>
(169)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(42)	(40)
<b>132</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>67</b>	<b>75</b>
189	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	54	10
73%	<b>EBITDA Margin % <sup>(2)</sup></b>	<b>78%</b>	<b>80%</b>
<b>4.000</b>	<b>Produzioni complessive impianti eolici (GWh)</b>	<b>1.366</b>	<b>1.328</b>

(1) non includono gli special items come indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

(2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

I **ricavi** consolidati registrati **nel primo trimestre 2020** risultano in diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del primo trimestre 2019, solo in parte compensati dall'aumento all'estero della produzione e dal contributo apportato dai maggiori MW in operatività, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al **primo trimestre 2019**, le produzioni non più incentivate ammontano a 42 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 4 milioni.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel primo trimestre 2020, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex "certificati verdi") e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 121 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto al valore di 120 Euro/MWh nel primo trimestre 2019 principalmente a seguito del già commentato maggior valore unitario dell'incentivo.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente. Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

### RICAVI ADJUSTED

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre			
		2020	2019	Δ	Δ%
<b>249</b>	<b>Italia</b>	<b>72</b>	<b>96</b>	<b>(24)</b>	<b>-25%</b>
<b>165</b>	<b>Estero</b>	<b>68</b>	<b>47</b>	<b>20</b>	<b>42%</b>
	di cui				
46	Germania	18	13	5	40%
71	Francia	34	19	15	81%
19	Polonia	7	6	1	15%
13	Bulgaria	5	5	(0)	-7%
15	Romania	4	5	(1)	-15%
0	UK	0	0	0	n.a
<b>414</b>	<b>Totale</b>	<b>140</b>	<b>144</b>	<b>(4)</b>	<b>-3%</b>

### RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2019	(Euro/MWh)	1° trimestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
118,1	Eolico Italia	121,2	120,4	1	1%
95,9	Eolico Germania	97,6	100,6	(3)	-3%
89,3	Eolico Francia	90,1	88,6	2	2%
73,3	Eolico Polonia	72,2	68,9	3	5%
78,7	Eolico Bulgaria	67,4	81,2	(14)	-17%
67,0	Eolico Romania	59,2	72,0	(13)	-18%
n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **primo trimestre 2020** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 90,1 Euro/MWh e 97,6 Euro/MWh (includendo in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-18% a seguito della diminuzione dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Bulgaria (-17%).

### PRODUZIONI (GWh)

Anno 2019		1° trimestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
<b>2.161</b>	<b>Italia</b>	<b>598</b>	<b>803</b>	<b>-205</b>	<b>-26%</b>
	di cui:				
480	Campania	130	195	(65)	-33%
221	Calabria	76	72	4	6%
525	Puglia	143	211	(68)	-32%
174	Molise	47	70	(23)	-33%
185	Basilicata	53	69	(16)	-23%
343	Sicilia	83	114	(31)	-27%
235	Sardegna	67	72	(6)	-8%
<b>1.839</b>	<b>Estero</b>	<b>768</b>	<b>525</b>	<b>243</b>	<b>46%</b>
	di cui				
465	Germania	188	130	59	45%
794	Francia	371	209	162	78%
255	Polonia	91	82	9	11%
135	Bulgaria	55	49	6	12%
190	Romania	64	56	8	14%
0	UK	0	0	0	n.a.
<b>4.000</b>	<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>1.366</b>	<b>1.328</b>	<b>38</b>	<b>3%</b>

Nel primo trimestre 2020 la **produzione di energia elettrica** da fonte eolica è stata pari a 1.366 GWh, in incremento del 3% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (1.328 GWh), a seguito di una produzione in forte diminuzione del 26% in Italia (da 803 GWh a 598 GWh) ed in forte incremento del 46% all'estero (da 525 GWh a 768 GWh).

Il decremento delle produzioni in Italia (-205 GWh) è legato a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel 2019 sostanzialmente in tutte le regioni ed in particolare in Campania, Puglia e Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 243 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+162 GWh, di cui 80 GWh per le produzioni degli impianti di recente acquisizione o acquisiti nel secondo trimestre

2019 e 82 GWh per l'elevata ventosità riscontrata rispetto al primo trimestre 2019), in Germania (+59 GWh di cui 49 GWh a seguito delle acquisizioni e all'entrata in funzione di parchi eolici avvenuti nel corso del 2019, oltre a 10 GWh di maggiore ventosità riscontrata).

Nella seguente tabella vengono rappresentati i **load factor** degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

**LOAD FACTOR %**

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
<b>23%</b>	<b>Italia</b>	<b>25%</b>	<b>34%</b>
	di cui		
22%	Campania	24%	36%
21%	Calabria	29%	28%
24%	Puglia	26%	39%
25%	Molise	27%	41%
24%	Basilicata	27%	36%
20%	Sicilia	19%	27%
24%	Sardegna	27%	30%
<b>25%</b>	<b>Eestero</b>	<b>40%</b>	<b>33%</b>
	di cui		
20%	Germania	32%	28%
25%	Francia	43%	31%
36%	Polonia	51%	46%
29%	Bulgaria	46%	42%
31%	Romania	42%	37%
<b>24%</b>	<b>Load factor<sup>(1)</sup></b>	<b>32%</b>	<b>34%</b>

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

Nel primo trimestre 2020 il load factor complessivo, pari al 32%, è risultato complessivamente in lieve decremento rispetto a quanto registrato nel primo trimestre 2019 (34%).

In particolare in Italia la diminuzione del load factor dal 34% al 25% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel primo trimestre 2019 che si confronta con quella particolarmente ridotta del periodo.

La differenziazione geografica ha consentito di bilanciare sostanzialmente questo andamento, grazie ai load factor particolarmente elevati all'estero, dove sono risultati mediamente pari al 40% rispetto al 33% dell'analogo periodo dell'anno precedente.

La ripartizione del margine operativo lordo adjusted tra i diversi settori geografici del business Eolico è la seguente:

#### MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2019	(Milioni di Euro)	1° trimestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
191	<b>Italia</b>	57	80	(23)	-29%
110	<b>Estero</b>	52	35	17	50%
	di cui				
31	<i>Germania</i>	14	10	4	35%
47	<i>Francia</i>	27	14	14	101%
15	<i>Polonia</i>	6	5	1	16%
8	<i>Bulgaria</i>	3	4	(0)	-10%
10	<i>Romania</i>	3	3	(0)	-6%
(1)	<i>UK</i>	(0)	(0)	(0)	n.a.
<b>301</b>	<b>Totale</b>	<b>109</b>	<b>115</b>	<b>(6)</b>	<b>-5%</b>

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2020 è pari complessivamente a 109 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (115 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche sfavorevoli in Italia e maggiormente favorevoli all'estero, che contribuisce anche con un ampliamento di perimetro (10 milioni).

Il contributo in Italia, in netta diminuzione rispetto al primo trimestre 2019, riflette principalmente i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata.

I migliori risultati all'estero (+17 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia (+7 milioni) e Germania (+4 milioni), e delle maggiori produzioni complessive (+9 milioni), al netto dei maggiori costi fissi dovuti principalmente alle maggiori manutenzioni effettuate nel periodo.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari al 78%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (80%), a seguito del già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, nonostante l'apporto dei parchi eolici all'estero.

#### Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2020 (**54 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (38 MW), oltre che per lo sviluppo dei parchi eolici in Polonia e UK.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### Italia

#### • **Proroga termini adempimenti GSE - Emergenza COVID-19**

In esecuzione delle disposizioni contenute nel Decreto Legge "Cura Italia" del 17 marzo 2020 e nella Delibera del Consiglio dei Ministri del 31 gennaio 2020, il GSE ha adottato alcune proroghe ai procedimenti relativi ai settori energetici incentivati. In particolare, è stato prorogato dal 9 agosto 2020 al 5 febbraio 2021 il termine ultimo per l'entrata in esercizio per poter accedere alle tariffe previste dal D.M. 23/06/2016, riservato agli impianti ammessi alle graduatorie ai sensi del primo bando del D.M. 4/07/2019, cosiddetto D.M. FER 1.

#### • **Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi - Emergenza COVID-19**

Con la deliberazione n. 121/2020 del 7 aprile 2020, l'ARERA - in virtù delle dinamiche di mercato che si sono innescate in conseguenza dell'emergenza sanitaria COVID-19 - ha disposto l'adozione di una disciplina transitoria degli sbilanciamenti effettivi per le unità non abilitate (inter alia: eolico, solare, idroelettrico non abilitato ad MSD, unità di consumo).

In particolare, il meccanismo prevede che, ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento per le unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate su MSD siano modificati in modo da rientrare in un range con un valore massimo (cap) e minimo (floor) stabiliti come segue.

Il cap sarà pari al massimo tra:

- a) il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale (tecnologia con il costo variabile più elevato del parco di generazione utilizzabile in tempo reale);
- b) il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Il floor sarà calcolato come il 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

La delibera ha un'applicazione retroattiva a decorrere dal 10 marzo 2020 e sino ad almeno il 30 giugno 2020.

In conseguenza del provvedimento, Terna aggiornerà le modalità di pubblicazione del segno dello sbilanciamento zonale e dei dettagli di riferimento a decorrere dal 28 aprile 2020.

#### • **Risultati della prima sessione di aste e registri ai sensi del Decreto Ministeriale 4 luglio 2019**

La classifica delle prime procedure di asta e registri svoltasi ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 è stata pubblicata ufficialmente dal GSE il 28 gennaio. Il GSE ha ricevuto 888 domande per una capacità complessiva di 772 MW, quindi leggermente superiore al volume di asta pari a 730 MW. I risultati dell'asta sugli impianti eolici e fotovoltaici di grande taglia, che partecipano in unico raggruppamento, mostrano che la partecipazione è stata piuttosto limitata (solo 26 domande per 595 MW contro 500 MW disponibili) e ha riguardato quasi esclusivamente progetti eolici, nessuno dei quali collegato a progetti di repowering. Lo sconto sul prezzo base (pari a 70 €/MWh) ha variato dal 30,54% (pari

a un valore CFD di 48,62 Euro/MWh) al 4,29% (pari al valore CFD di 67 Euro/MWh) con un prezzo medio di offerta di 55 Euro/MWh. Riguardo i Registri, tutti i contingenti sono andati esauriti ed assegnati a impianti idroelettrici, eolici e FV, ad eccezione del contingente dedicato al FV installato in sostituzione dell'eternit e dell'amianto assegnato per solo l'8% della capacità disponibile. Quanto ai Rifacimenti, si è registrato un bassissimo interesse da parte degli operatori. Lo scorso 31 gennaio è stato aperto dal GSE il secondo bando per l'iscrizione alle Aste e ai Registri previsti dal D.M 4 luglio 2019, noto come "D.M. FER1"; il bando è stato chiuso il 1° marzo 2020 ed ha incluso i contingenti di potenza non assegnati con il bando precedente. I risultati delle aste del secondo bando saranno pubblicati dal GSE entro fine maggio 2020.

## Francia

### • **Modifica delle procedure d'asta eoliche onshore relative alla sesta sessione 2020**

Lo scorso 11 febbraio 2020 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste eoliche onshore che si svolgeranno dal 1° luglio 2020 (sesta sessione). Tra i principali emendamenti, vi sono (i) la possibilità di passare dalla FIP 2016 al meccanismo delle aste, posta la rinuncia alla FIP 2016; (ii) l'eliminazione del limite alla restituzione, da parte del produttore, della differenza negativa tra la tariffa aggiudicata e il prezzo medio mensile (CFD a due vie); (iii) il divieto di cumulo tra incentivi pubblici; (iv) l'introduzione di un indice che misura il costo di investimento del progetto selezionato riconducibile alla produzione francese ed europea.

Alla luce dell'emergenza sanitaria COVID-19, il 1° aprile 2020 il ministro de la Transition écologique et solidaire ha inoltre stabilito che il contingente di 752 MW previsto per la prossima asta del 1° luglio venga suddiviso in due tranche tra la sessione di luglio, in cui viene assegnato un terzo del contingente, e la sessione del 1° novembre (aggiuntiva), in cui sono allocati i rimanenti due terzi del contingente. Inoltre, viene concessa un'estensione delle tempistiche per l'entrata in esercizio degli impianti aggiudicatari.

## Romania

### • **L'Autorità di regolazione ha approvato una riduzione del contributo annuale dovuto dagli operatori del settore energia elettrica e gas**

Con l'Ordinanza 1/2020 del 9 gennaio 2020, il Governo ha riportato il valore del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) dal 2% dei ricavi dell'anno precedente previsto per il 2019 al valore previsto per il 2018 pari 0,1% dei ricavi dell'anno precedente. Pertanto, a partire dal 15 gennaio 2020 tale contributo è pari allo 0,1% dei ricavi.

### • **L'Autorità di regolazione ha definito la quota d'obbligo per l'acquisto dei CV per il 2020**

Con l'ordinanza 238/2019 del 20 dicembre 2019 l'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) ha definito la quota d'obbligo 2020, pari a 0,45061 CV/MWh.



## Polonia

### • Aste eoliche onshore - Fotovoltaica 2020

A gennaio 2020 il governo polacco ha pubblicato il Regolamento 22 gennaio 2020 che prevede disposizioni per le aste 2020 dedicate agli impianti di capacità maggiore di 1 MW della tecnologia eolica e FV. Tra le principali disposizioni del Regolamento vi sono (i) il contingente di produzione incentivabile, ovvero, il volume di energia che potrà beneficiare degli incentivi nel corso degli anni di incentivazione previsti, a 46,29 TWh; (ii) la spesa massima prevista per l'incentivazione dei progetti selezionati a PLN 14,02 Mld. Il prezzo base d'asta per singola tecnologia e le date di svolgimento delle aste verranno determinati con successivi provvedimenti. Secondo stime del Ministro dell'Energia i volumi di energia oggetto di incentivazione corrispondono alla produzione equivalente di 800 MW onshore e 1,5 GW FV.

## UK

### • Mercato elettrico Isola d'Irlanda: Capacity Market

Il meccanismo di remunerazione della capacità per l'isola d'Irlanda, approvato dalla Commissione Europea nel 2017, è basato su un sistema di reliability options e prevede l'effettuazione di aste specifiche per l'assegnazione di contingenti di capacità. A fronte del pagamento di un premio in Euro/MW/anno, l'assegnatario si impegna al pagamento di un Corrispettivo Variabile (CR) pari alla differenza tra il prezzo registrato nel Mercato del Giorno Prima ed un prezzo Strike definito per ogni singola asta e determinato in base alla tecnologia marginale con il costo variabile più elevato. Allo stato attuale, questo valore è pari a 500 Euro /MWh, pari al costo variabile di un'unità di consumo. La nuova capacità che partecipa al meccanismo si aggiudica un contratto pluriennale della durata di 10 anni. La tecnologia eolica può partecipare alle aste del capacity market, con un de-rating factor pari al 8,9% della capacità nominale installata.

Il 15 gennaio 2020 sono stati pubblicati i risultati definitivi dell'asta T-2 per l'anno 2021/2022 tenutasi il 5 e 6 dicembre 2019. ERG ha partecipato all'asta con la capacità corrispondente a due impianti eolici in progetto aggiudicandosi una capacità di circa 6 MW ad un prezzo di 40.9 k€/MW/anno per la durata complessiva di 10 anni.

## SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, di cui 51,4 MW acquisiti nel 2019 relativi a due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia e all'impianto di ISAB Energy Solare S.r.l., società già del Gruppo (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito IGCC ISAB di Priolo).

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
71	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	14	15
63	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	12	13
(41)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(10)	(10)
22	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	2	3
221	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	220
88%	EBITDA Margin % <sup>(2)</sup>	87%	86%
226	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	45	44

(1) non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

(2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica adjusted

Nel primo trimestre 2020 le produzioni sono risultate pari a circa 45 GWh, in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2019, ed il relativo load factor pari al 14% (in linea con il 14% dell'analogo periodo del 2019).

I ricavi del primo trimestre 2020 sono stati pari complessivamente a 14 milioni, di cui 12 milioni relativi a ricavi da conto energia e 1 milione a ricavi da vendita di energia.

Nel primo trimestre 2020 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 310 Euro/MWh rispetto ai 327 Euro/MWh nel primo trimestre 2019, di cui principalmente 265 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 46 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. La riduzione, oltre che ai minori prezzi "merchant", è principalmente riconducibile al diverso mix di produzione dai diversi impianti, in quanto fanno riferimento a regimi incentivanti diversi (cosiddetti "Conto Energia").

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2020, pari a 12 milioni, è sostanzialmente in linea con l'anno precedente ed è relativo per 14 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 2 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari all'87% (86% nel primo trimestre 2019).

### Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2020 (**1 milione**) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico.

## IDROELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono eserciti nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029.

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati del Gruppo:

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
119	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	33	32
87	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	24	23
(57)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(14)	(14)
30	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	9	9
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	1
74%	EBITDA Margin %	73%	72%
1.229	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	324	301

(1) i dati esposti non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Nel primo trimestre 2020 i ricavi, pari a 33 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 20 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 13 milioni.

I costi sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, di operation & maintenance, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2020 è risultato pari a 24 milioni (23 milioni nel primo trimestre 2019), in lieve aumento, principalmente grazie ad una superiore idraulicità.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel primo trimestre 2020 pari a 324 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 102 Euro/MWh, in lieve diminuzione rispetto ai 108 Euro/MWh del primo trimestre 2019.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2019 di 92 Euro/MWh e pari a circa 99 Euro/MWh.

L'EBITDA margin del primo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari al 73%, in linea rispetto al 72% del primo trimestre 2019.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 28% (rispetto al 26% del primo trimestre 2019) ha beneficiato della maggiore idraulicità riscontrata, nonostante a livelli inferiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 531, 529 e 130 metri s.l.m., rispetto ai valori di 533, 526 e 134 metri s.l.m. al 31 dicembre 2019; complessivamente l'energia invasata risulta in incremento a seguito dei fenomeni stagionali al netto degli utilizzi del periodo.

## Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a circa 1 milione, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico.

- **Decreto Legge "Cura Italia" - Emergenza COVID-19**

Il 30 aprile è stata pubblicata la legge n.27/2020 di conversione del Decreto Legge "Cura Italia", con cui è stata introdotta una proroga di 7 mesi del termine per la pubblicazione, da parte delle Regioni, delle leggi sulla disciplina sulle grandi derivazioni a scopo idroelettrico disposta dalla Legge 12/2019. Il termine originario del 31 marzo 2020 è stato pertanto differito al 31 ottobre 2020 e con esso gli effetti delle leggi approvate.

## TERMOELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
418	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	91	106
69	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	15	17
(28)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(7)	(7)
41	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	8	10
15	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	2
17%	EBITDA Margin %	17%	16%
2.504	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	626	618

(1) i dati esposti non includono gli special items come indicati nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti interne di utenza (RIU), la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato catturando il prezzo zonale Sicilia, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale.

Nel corso **del primo trimestre 2020** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 626 GWh, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2019 (618 GWh) a fronte di un contesto di mercato che ha mantenuto margini di generazione positivi, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un lieve incremento nei prezzi della CO<sub>2</sub>. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico grazie al differenziale prezzo Sicilia verso il PUN che si è mantenuto in linea con il primo trimestre del 2019, nonostante la significativa diminuzione dei prezzi in Sicilia.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 336 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 313 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019.

Il margine operativo lordo adjusted del **primo trimestre 2020** è risultato pari a 15 milioni (17 milioni nel primo trimestre 2019), con risultati in decremento a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT.

## Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2020 (**5 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto volto ad ottenere nuovamente titoli di efficienza energetica per il modulo 1 del CCGT.

Proseguono inoltre le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### • **Titoli di efficienza energetica (TEE). Sentenza TAR Lombardia n. 2538/2019 e delibere conseguenti**

Lo scorso 28 novembre 2019 è stata pubblicata la sentenza di primo grado del TAR Lombardia n. 2538/2019 che, accogliendo un ricorso di ACEA e Italgas, ha annullato il D.M. 10 maggio 2018 nella parte in cui prevede la determinazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di un cap di 250 Euro al contributo tariffario per la copertura dei costi dei TEE. Di conseguenza, tutte le delibere di ARERA emanate in applicazione del D.M. 10 maggio 2018 sono state annullate, nello specifico le delibere 487/2018, 501/2018, 209/2019 e 273/2019.

In esecuzione della sentenza, lo scorso 12 dicembre l'ARERA ha pubblicato la deliberazione 529/2019 con cui avvia un procedimento di riforma del meccanismo di determinazione del contributo tariffario (CT) da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas. Il nuovo meccanismo sarà utilizzato per ridefinire il CT per l'anno 2018. Al fine di consentire l'operatività nel breve termine, l'ARERA delibera una primissima disciplina di immediata attuazione, confermando il valore del CT riconosciuto in acconto ai distributori - 175 Euro/TEE - che abbiano adempiuto parzialmente agli obblighi 2019 entro il 30 novembre 2019. Vengono pure confermati i Regolamenti del mercato dei TEE e della piattaforma dei contratti bilaterali, nonché la validità del meccanismo dei TEE "virtuali" rilasciati dal GSE. Il 20 febbraio 2020 ARERA ha pubblicato il Documento di Consultazione 47/2020 con il quale esprime le proprie proposte in tema di revisione delle regole per la determinazione del Contributo Tariffario spettante ai soggetti obbligati all'acquisto di TEE. La consultazione si è chiusa il 27 marzo.

### • **Titoli di efficienza energetica (TEE). Obblighi risparmio di energia per l'anno 2020**

Con Determina 1/2020 del 31 gennaio 2020, ARERA ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico il valore degli obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali nel settore dell'energia elettrica e del gas per l'anno d'obbligo 2020.

### • **Proroga termini adempimenti GSE per CAR - Emergenza COVID-19**

In esecuzione delle disposizioni contenute nel Decreto Legge "Cura Italia" del 17 marzo 2020 già descritti nel paragrafo relativo al settore eolico, il GSE ha prorogato i termini per la presentazione delle richieste per la Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) dal 31 marzo al 22 maggio 2020.

## INCENTIVE FRAMEWORK

### INCENTIVI SETTORE EOLICO

#### Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  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: assegnazione incentivi tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il D.M. 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste. Durata incentivo: 20 anni.

#### Germania

- 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).

#### Francia

- 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 o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW.

#### Bulgaria

- 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 1MW e 4 MW sono passati alla FIP.

#### Polonia

- 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 è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).

## Romania

- Green certificates 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 Euro/MWh e 29,4 Euro/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.

## INCENTIVI SETTORE SOLARE

### Italia

- 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 D.M. 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'incentivi:
  - 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 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.
 Durata incentivo: 20 anni



## IDROELETTRICO

---

### Italia

- **Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a (180 Euro/MWh - P<sup>-1</sup>) x 0,78 dove P-1 è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.**
- Impianti entrati in esercizio dal 2013 che hanno richiesto l'incentivo ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 e del D.M. 23 giugno 2016:
  - se di potenza inferiore a 250 KW, tariffa onnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto;
  - se di potenza compresa tra i 250 kW e 10 MW, CFD ad una via tramite Registro per 20 anni per gli impianti fino ad 1 MW; 25 anni per gli impianti di potenza superiore se incentivati con il D.M. 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se di potenza superiore a 5 MW e se incentivati con il D.M. 23 giugno 2016;
  - se di potenza maggiore a 10 MW, CFD ad una via tramite asta per 25 anni se incentivati con il D.M. 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se incentivati con il D.M. 23 giugno 2016.
- Impianti che richiedono l'incentivo ai sensi del D.M. 4 luglio 2019:
  - se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa onnicomprensiva tramite Registro per 20 anni;
  - se di potenza compresa tra 250 e 400 KW, CFD a due vie per 20 anni tramite registro;
  - se di potenza compresa tra 400 KW e 1 MW, CFD a due vie per 25 anni tramite registro;
  - se di potenza superiore a 1 MW, CFD a due vie tramite asta per 30 anni.

La maggior parte degli impianti idroelettrici del Gruppo ERG sono incentivati tramite tariffa FIP per la durata di 15 anni a seguito di intervento di rifacimento parziale idroelettrico. Ulteriori impianti di tipo mini-idroelettrico sono incentivati tramite tariffa fissa onnicomprensiva assegnata ad accesso diretto (secondo il D.M. 23 giugno 2016) o a seguito di positiva partecipazione alla selezione tramite registri ai sensi del 4 luglio 2019.

---

## TERMOELETTRICO (Cogenerazione)

---

### Italia

- La Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR (Cogenerazione di energia elettrica e calore utile) è incentivata tramite il riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE (Certificati Bianchi), rilasciati per 10 anni sulla base del risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. I TEE sono scambiati in un mercato organizzato gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ovvero attraverso contrattazione bilaterale tra operatori.  
ERG è titolare di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR), basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, cui sono riconosciuti Titoli di Efficienza Energetica in funzione dei risparmi di energia realizzati annualmente.
-

## PROSPETTI CONTABILI

### CONTO ECONOMICO ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione sono riportati i risultati economici Adjusted, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dei principi IFRS 16 e IFRS 9, nonché degli special items.

Si ricorda che il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2020 delle società acquisite nel corso del trimestre.

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)		1° trimestre	
		2020	2019
Ricavi	1	277,2	296,5
Altri proventi	2	6,7	3,0
<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>283,9</b>	<b>299,4</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(70,6)	(78,1)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(41,0)	(41,9)
Costi del lavoro		(16,0)	(15,8)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>156,3</b>	<b>163,7</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(74,8)	(71,9)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>81,5</b>	<b>91,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(13,4)	(17,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	0,0	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>68,1</b>	<b>74,3</b>
Imposte sul reddito	8	(14,9)	(20,3)
<b>Risultato d'esercizio</b>		<b>53,3</b>	<b>53,9</b>
Risultato di azionisti terzi		0,1	0,1
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>53,4</b>	<b>54,0</b>

#### 1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e da impianti solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo 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). Si segnalano infine le vendite di altre utilities e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione, delle centrali idroelettriche e degli impianti solari.

I ricavi **del primo trimestre 2020** sono pari a 277 milioni in diminuzione rispetto ai 296 milioni del primo trimestre 2019.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-4 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia per una scarsa ventosità, compensata da maggiori volumi all'estero sia per condizioni anemologiche favorevoli sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero (complessivamente 140 milioni verso 144 milioni);
- il lieve decremento del **settore Solare** (-1 milione), a seguito della diminuzione del prezzo dell'energia elettrica;
- il **settore Idroelettrico** in lieve aumento rispetto al corrispondente periodo del 2019 (+1 milione) influenzato dalle maggiori produzioni compensate dallo scenario negativo (33 milioni verso 32 milioni);
- il decremento (-15 milioni) del **settore Termoelettrico** (91 milioni verso 106 milioni), a seguito della minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e per effetto dello scenario prezzi

## **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.

## **3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze**

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO<sub>2</sub>, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

## **4 - Costi per servizi ed altri costi operativi**

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per convenzioni con enti locali, per consulenze, 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.

Si precisa infine che i costi operativi adjusted qui commentati non includono le seguenti componenti straordinarie (special items):

- l'accantonamento dell'erogazione liberale legata all'emergenza COVID-19 pari a 2 milioni di Euro;
- la rettifica dell'impatto applicazione IFRS 16 pari a circa 3 milioni;
- lo storno degli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 0,4 milioni di Euro.

### 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico, all'impianto CCGT e agli impianti solari.

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia e in Germania nel corso del 2019 e nel primo trimestre 2020.

Si precisa infine che gli ammortamenti adjusted qui commentati non includono gli ammortamenti legati all'applicazione dell'IFRS 16, come già commentato.

### 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** del primo trimestre 2020 sono stati pari a 13 milioni, in diminuzione rispetto al 2019 (18 milioni).

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo trimestre 2020 si è attestato al 2,4% rispetto al 3,1% del primo trimestre 2019 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso del 2019. La remunerazione della liquidità investita è stata minore rispetto a quella dello stesso periodo 2019 a seguito sia dell'andamento dei tassi di interesse sia a causa della minor liquidità gestita.

La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa infine che gli oneri finanziari netti adjusted qui commentati non includono le seguenti componenti straordinarie (special items) legate ad operazioni di liability management:

- proventi finanziari (+1 milione), legato all'effetto positivo derivante dal rifinanziamento di un Corporate Loan, in applicazione dell'IFRS 9 (+2 milioni), in parte compensato dall'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti (-1 milione);
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-1 milione).

### 7 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo trimestre 2020 sono risultate pari a 15 milioni rispetto ai 20 milioni del primo trimestre 2019.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 22% (27% nel primo trimestre 2019). Il decremento del tax rate rispetto al primo trimestre 2019 è principalmente dovuto alla reintroduzione del beneficio fiscale ACE (Aiuto alla Crescita Economica) alla fine dell'esercizio 2019.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

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 è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato adjusted che non include, al 31 marzo 2020, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 77 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 76 milioni.

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

31/03/2019	(Milioni di Euro)		31/03/2020	31/12/2019
3.470,2	Capitale immobilizzato	<b>1</b>	3.399,8	3.422,2
255,9	Capitale circolante operativo netto	<b>2</b>	150,8	125,6
(5,8)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,5)	(5,4)
318,6	Altre attività	<b>3</b>	229,0	210,6
(627,6)	Altre passività	<b>4</b>	(519,4)	(489,5)
<b>3.411,3</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>3.254,7</b>	<b>3.263,5</b>
1.878,9	Patrimonio netto di Gruppo		1.827,8	1.775,6
18,2	Patrimonio netto di terzi	<b>5</b>	11,4	11,5
1.514,2	Indebitamento finanziario netto Adjusted	<b>6</b>	1.415,5	1.476,4
<b>3.411,3</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>3.254,7</b>	<b>3.263,5</b>
44%	<b>Leva finanziaria</b>		43%	45%

## 1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2019</b>	<b>1.110,7</b>	<b>2.257,8</b>	<b>53,6</b>	<b>3.422,2</b>
Investimenti	0,6	16,6	0,1	17,2
Variazioni area di consolidamento	6,3	35,6	0,7	42,6
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,1)	(7,4)	0,1	(7,5)
Ammortamenti	(17,7)	(57,1)	0,0	(74,8)
<b>Capitale immobilizzato al 31/03/2020</b>	<b>1.099,9</b>	<b>2.245,5</b>	<b>54,4</b>	<b>3.399,8</b>

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di parchi eolici in Francia e al progetto per un sviluppo di parco eolico in Polonia, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2020.

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

I valori adjusted al 31 marzo 2020 qui commentati non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 78 milioni.

## 2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento.

## 3 - Altre attività

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

## 4 - Altre passività

Sono relative principalmente 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 S.r.l., acquisita nel 2019.

## 6 - Indebitamento finanziario netto

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2019	(Milioni di Euro)	31/03/2020	31/12/2019
1.482,6	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.045,6	2.030,8
31,6	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(630,1)	(554,4)
<b>1.514,2</b>	<b>Totale</b>	<b>1.415,5</b>	<b>1.476,4</b>

Si ricorda che il 4 aprile 2019 ERG ha completato il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). L'emissione ha assunto la forma del Green Bond, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, pagano una cedola lorda annua al tasso fisso dell'1,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,674% del valore nominale.

ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings pari a BBB-.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso di project financings è inquadrata nella strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria del Gruppo da Project a Corporate Financing e permette di ri-bilanciare il peso del debito corporate, che diviene prevalente, nei confronti del debito project financing.

I valori adjusted al 31 marzo 2020 qui commentati non includono il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 77 milioni.

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

**INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE**

<b>31/03/2019</b>	<b>(Milioni di Euro)</b>	<b>31/03/2020</b>	<b>31/12/2019</b>
623,3	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	673,9	675,8
(54,1)	Quota corrente finanziamenti bancari	(7,8)	(7,8)
159,4	Debiti finanziari a medio-lungo termine	666,5	655,0
<b>728,6</b>	<b>Totale</b>	<b>1.332,7</b>	<b>1.323,0</b>
1.327,2	Totale Project Financing	830,7	812,1
(573,2)	Quota corrente Project Financing	(117,8)	(104,3)
<b>754,0</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>713,0</b>	<b>707,8</b>
<b>0,0</b>	<b>Crediti finanziari a lungo termine</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>1.482,6</b>	<b>TOTALE</b>	<b>2.045,6</b>	<b>2.030,8</b>

- I **“Debiti verso banche a medio-lungo termine”** al 31 marzo 2020 sono pari a 674 milioni di Euro (676 milioni al 31 dicembre 2019) e si riferiscono a:
  - tre corporate loan bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed Unicredit S.p.A. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l’acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
  - un corporate loan con Mediocredito (57 milioni) a fronte dell’estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite nel mese di gennaio 2018;
  - due Environmental, Social e Governance senior loan (“ESG Loans”) con BNL (120 milioni) sottoscritto nel quarto trimestre 2018, e con Credit Agricole (120 milioni), sottoscritto nel primo trimestre 2019, con l’obiettivo di supportare l’ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche;
  - un corporate loan con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo trimestre 2019 nell’ambito delle attività di Liability Management.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell’effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (5 milioni) a seguito dell’applicazione dell’IFRS 9.

- La **quota corrente mutui e finanziamenti** (8 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.

- I “**Debiti finanziari a medio-lungo termine**”, pari a 667 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:
  - passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 51 milioni (40 milioni al 31 dicembre 2019);
  - passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni<sup>11</sup>) effettuato nel 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia;
  - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario (“Green Bond”) di importo pari a 496<sup>11</sup> milioni della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN);
  - passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (5 milioni).
  
- I debiti per “**Totale Project Financing**” (831 milioni al 31 marzo 2020) sono relativi a:
  - finanziamenti per 278 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del 2019, alle società acquisite nel 2018 dal gruppo ForVei (Solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
  - finanziamenti per 552 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica l’IFRS 9. Con riferimento ai principali effetti sul Gruppo si precisa che l’applicazione del principio non consente di differire gli effetti economici della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data: ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, in contropartita alla riduzione del debito corrispondente.

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell’effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 31 marzo 2020 risulta essere pari a 7 milioni.

Si ricorda che nel Conto Economico adjusted sono isolati come special items i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell’IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

---

<sup>11</sup> Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.



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

**INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE**

<b>31/03/2019</b>	<b>(Milioni di Euro)</b>	<b>31/03/2020</b>	<b>31/12/2019</b>
20,1	Finanziamenti bancari a breve termine	0,0	0,1
54,1	Quota corrente finanziamenti bancari	7,8	7,8
57,1	Altri debiti finanziari a breve termine	12,5	9,3
<b>131,3</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>20,3</b>	<b>17,2</b>
(410,8)	Disponibilità liquide	(570,6)	(521,9)
(39,3)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(24,8)	(22,4)
<b>(450,0)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(595,4)</b>	<b>(544,3)</b>
573,2	Project Financing a breve termine	117,8	104,3
(222,9)	Disponibilità liquide	(172,8)	(131,6)
<b>350,3</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(55,0)</b>	<b>(27,3)</b>
<b>31,6</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(630,1)</b>	<b>(554,4)</b>

La quota corrente dei mutui e finanziamenti è correlata alle scadenze previste dai piani di ammortamento dei finanziamenti Corporate.

Le attività finanziarie a breve termine includono inoltre depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures".

L'importo delle disponibilità liquide è aumentato nel corso del primo trimestre 2020 principalmente per gli incassi dei crediti da incentivi.

## Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori **adjusted** in quanto più rappresentativi dei flussi di cassa del periodo.

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

Anno 2019	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2020	2019
503,7	Margine operativo lordo adjusted	156,3	163,7
49,2	Variazione capitale circolante	(30,1)	(85,1)
<b>552,9</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>126,2</b>	<b>78,6</b>
(67,9)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(17,2)	(12,9)
(364,0)	Acquisizioni di aziende (business combination)	(44,3)	(219,6)
-	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,1)	-
2,1	Disinvestimenti e altre variazioni	(0,0)	0,5
<b>(429,8)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(61,6)</b>	<b>(232,1)</b>
(61,2)	Proventi (oneri) finanziari	(13,4)	(17,6)
(43,5)	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	-	-
0,1	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	0,0
<b>(104,6)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(17,6)</b>
<b>(41,0)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	-	-
(112,4)	Distribuzione dividendi	-	-
1,2	Altri movimenti di patrimonio netto	9,6	(0,2)
<b>(111,1)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>9,6</b>	<b>(0,2)</b>
<b>0,2</b>	<b>Variazione area di consolidamento</b>	-	-
<b>1.343,0</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.476,4</b>	<b>1.343,0</b>
133,4	Variazione netta	(60,9)	171,2
<b>1.476,4</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.415,5</b>	<b>1.514,2</b>

Il **Cash Flow operativo** del **primo trimestre 2020** è positivo per 126 milioni, in aumento di 48 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per dinamiche puntuali del circolante ed in particolare per l'adeguamento delle tempistiche di incasso degli incentivi nel settore eolico ed idroelettrico, introdotto nel terzo trimestre 2019.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo trimestre 2020** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni), oltreché agli investimenti del periodo (17 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. Si ricorda che il flusso di cassa dell'esercizio 2019 includeva anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.415 milioni**, in diminuzione (61 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (62 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nell'eolico in Francia e Polonia, più che compensato dal positivo flusso di cassa del periodo (113 milioni) anche a seguito della riduzione dei tempisti di incasso degli incentivi in Italia.

## CONSOLIDAMENTO EOLICO FRANCIA

Si ricorda che il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2020 delle neoacquisite società francesi.

L'effetto del sopracitato consolidamento a livello di EBITDA è pari a circa 3 milioni di Euro ed a livello di risultato operativo netto è pari a 2 milioni.

## 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 rettifica 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 rettifica 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 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 rettifica 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 alla comunicazione CONSOB 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto 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.

## EMERGENZA COVID-19

Si segnala che nel primo trimestre 2020 l'unica posta correlata all'emergenza sanitaria COVID-19 è relativa all'elargizione liberale effettuata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro. Tale posta è stata isolata come special item.

## IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio 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 nel primo trimestre 2020 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni;
- l'incremento (circa 77 milioni al 31 marzo 2020) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 76 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (2 milioni) e maggiori oneri finanziari (1 milione) 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, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi 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 2019		1° trimestre	
		2020	2019
495,9	Margine operativo lordo IAS Reported	156,5	163,2
	<b>Esclusione Special Items</b>		
	<b>Corporate</b>		
9,3	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) <sup>(1)</sup>	0,4	2,3
(0,9)	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,3)	(0,2)
0,0	- Storno erogazione liberale COVID-19 <sup>(3)</sup>	2,0	-
7,2	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale <sup>(4)</sup>	-	-
(8,2)	- Storno rilascio fondo Business dismissi <sup>(5)</sup>	-	-
	<b>Termoelettrico</b>		
0,0	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	-	-
(1,0)	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,3)	(0,2)
	<b>Idroelettrico</b>		
(0,2)	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,0)	(0,0)
	<b>Solare</b>		
(0,4)	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,1)	(0,1)
	<b>Eolico</b>		
(6,5)	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(1,8)	(1,3)
8,5	- Storno accantonamenti fondi di natura fiscale <sup>(5)</sup>	-	-
503,7	Margine operativo lordo adjusted	156,3	163,7

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
(306,0)	Ammortamenti e svalutazioni	(76,8)	(73,3)
	<b>Esclusione Special Items:</b>		
6,7	- Rettifica impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	1,9	1,5
0,5	- Storno ammortamenti su Business dismissi <sup>(5)</sup>	0,0	0,0
(298,8)	Ammortamenti adjusted	(74,8)	(71,9)

**RISULTATO NETTO DI GRUPPO**

Anno 2019		1° trimestre	
		2020	2019
31,6	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	52,4	49,2
	<b>Esclusione Special Items:</b>		
1,0	Esclusione impatto IFRS 16 <sup>(2)</sup>	0,2	0,3
0,0	Esclusione impatto erogazione liberale COVID-19 <sup>(3)</sup>	1,5	-
5,4	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale <sup>(4)</sup>	-	-
2,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate / Germany <sup>(6)</sup>	-	1,62
49,4	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind <sup>(6)</sup>	-	-
1,5	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power <sup>(6)</sup>	-	-
8,7	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie <sup>(1)</sup>	0,4	2,2
(5,1)	Esclusione oneri correlati a Business dismissi <sup>(5)</sup>	(0,0)	-
6,4	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale <sup>(5)</sup>	-	-
2,7	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9 <sup>(7)</sup>	(1,1)	0,6
103,6	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	53,4	54,0

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente principalmente correlati alle acquisizioni avvenute nel corso del 2020 relative a parchi eolici operativi in Francia.
- Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- Erogazione liberale. Si rimanda a quanto commentato nello specifico paragrafo dedicato all'emergenza COVID-19 del Resoconto.
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.
- Accantonamenti avvenuti nel periodo correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e rilascio parziale sul Fondo Business dismissi dal Gruppo.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond avvenuti nel 2019.
- Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo trimestre 2020 di un provento finanziario netto per circa 1 milione. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.



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

<b>CONTO ECONOMICO 1° TRIMESTRE 2020</b>	<b>Schemi di bilancio</b>	<b>Rettifica impatto IFRS 16</b>	<b>Rettifica impatto IFRS 9</b>	<b>Storno Special items</b>	<b>Conto economico adjusted</b>
(Milioni di Euro)					
Ricavi	277,2	-	-	-	277,2
Altri proventi	6,7	-	-	-	6,7
<b>Ricavi totali</b>	<b>283,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>283,9</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(70,6)	-	-	-	(70,6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,9)	(2,5)	-	2,4	(41,0)
Costi del lavoro	(16,0)	-	-	-	(16,0)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>156,5</b>	<b>(2,5)</b>	<b>-</b>	<b>2,4</b>	<b>156,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(76,8)	1,9	-	-	(74,8)
<b>Risultato operativo</b>	<b>79,7</b>	<b>(0,6)</b>	<b>-</b>	<b>2,4</b>	<b>81,5</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(12,8)	0,9	(1,5)	-	(13,4)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	-	-	-	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>66,9</b>	<b>0,3</b>	<b>(1,5)</b>	<b>2,4</b>	<b>68,1</b>
Imposte sul reddito	(14,7)	(0,1)	0,4	(0,5)	(14,9)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>52,2</b>	<b>0,2</b>	<b>(1,1)</b>	<b>1,9</b>	<b>53,3</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>52,2</b>	<b>0,2</b>	<b>(1,1)</b>	<b>1,9</b>	<b>53,3</b>
Risultato di azionisti terzi	0,1	-	-	-	0,1
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>52,4</b>	<b>0,2</b>	<b>(1,1)</b>	<b>1,9</b>	<b>53,4</b>

<b>CONTO ECONOMICO 1° TRIMESTRE 2019</b>	<b>Schemi di bilancio</b>	<b>Rettifica impatto IFRS 16</b>	<b>Storno Special items</b>	<b>Conto economico adjusted</b>
(Milioni di Euro)				
Ricavi	296,5	-	-	296,5
Altri proventi	3,0	-	-	3,0
<b>Ricavi totali</b>	<b>299,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>299,4</b>
Costi per acquisti	(78,8)	-	-	(78,8)
Variazioni delle rimanenze	0,7	-	-	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi	(42,3)	(1,8)	2,3	(41,9)
Costi del lavoro	(15,8)	-	-	(15,8)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>163,2</b>	<b>(1,8)</b>	<b>2,3</b>	<b>163,7</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(73,3)	1,5	-	(71,9)
<b>Risultato operativo</b>	<b>89,9</b>	<b>(0,4)</b>	<b>2,3</b>	<b>91,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(21,3)	0,8	2,9	(17,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	-	-	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>68,6</b>	<b>0,4</b>	<b>5,2</b>	<b>74,3</b>
Imposte sul reddito	(19,4)	(0,1)	(0,8)	(20,3)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>49,2</b>	<b>0,3</b>	<b>4,4</b>	<b>53,9</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>49,2</b>	<b>0,3</b>	<b>4,4</b>	<b>53,9</b>
Risultato di azionisti terzi	0,1	-	-	0,1
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>49,2</b>	<b>0,3</b>	<b>4,4</b>	<b>54,0</b>

**STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 MARZO 2020**

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.099,9	-	1.099,9
Immobilizzazioni materiali	2.323,8	(78,3)	2.245,5
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,4	-	54,4
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.478,1</b>	<b>(78,3)</b>	<b>3.399,8</b>
Rimanenze	22,5	-	22,5
Crediti commerciali	201,4	-	201,4
Debiti commerciali	(70,9)	-	(70,9)
Debiti verso erario per accise	(2,3)	-	(2,3)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>150,8</b>	<b>-</b>	<b>150,8</b>
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	-	(5,5)
Altre attività	226,9	2,1	229,0
Altre passività	(519,4)	-	(519,4)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.331,0</b>	<b>(76,2)</b>	<b>3.254,7</b>
Patrimonio netto Gruppo	1.826,6	1,2	1.827,8
Patrimonio netto di terzi	11,4	-	11,4
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.115,6	(70,1)	2.045,5
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(622,6)	(7,4)	(630,0)
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.331,0</b>	<b>(76,2)</b>	<b>3.254,7</b>

**STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 DICEMBRE 2019**

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.110,7	-	1.110,7
Immobilizzazioni materiali	2.336,3	(78,5)	2.257,9
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	53,6	-	53,6
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.500,6</b>	<b>(78,5)</b>	<b>3.422,2</b>
Rimanenze	22,3	-	22,3
Crediti commerciali	193,5	-	193,5
Debiti commerciali	(87,8)	-	(87,8)
Debiti verso erario per accise	(2,3)	-	(2,3)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>125,6</b>	<b>-</b>	<b>125,6</b>
Trattamento di fine rapporto	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	323,9	1,9	325,9
Altre passività	(604,8)	-	(604,8)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.340,1</b>	<b>(76,5)</b>	<b>3.263,5</b>
Patrimonio netto Gruppo	1.774,6	1,0	1.775,6
Patrimonio netto di terzi	11,5	-	11,5
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.100,9	(70,1)	2.030,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(547,0)	(7,4)	(554,4)
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.340,1</b>	<b>(76,5)</b>	<b>3.263,5</b>

**STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 MARZO 2019**

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.044,6	-	1.044,6
Immobilizzazioni materiali	2.440,1	(68,8)	2.371,3
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,3	-	54,3
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.539,0</b>	<b>(68,8)</b>	<b>3.470,2</b>
Rimanenze	22,2	-	22,2
Crediti commerciali	311,8	-	311,8
Debiti commerciali	(76,8)	-	(76,8)
Debiti verso erario per accise	(1,3)	-	(1,3)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>255,9</b>	<b>-</b>	<b>255,9</b>
Trattamento di fine rapporto	(5,8)	-	(5,8)
Altre attività	315,0	3,6	318,6
Altre passività	(627,6)	-	(627,6)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.476,5</b>	<b>(65,2)</b>	<b>3.411,3</b>
Patrimonio netto Gruppo	1.878,6	0,3	1.878,9
Patrimonio netto di terzi	18,2	-	18,2
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.543,9	(61,3)	1.482,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	35,8	(4,2)	31,6
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.476,5</b>	<b>(65,2)</b>	<b>3.411,3</b>

(Milioni di Euro)	REPORTED							ADJUSTED			
	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Trattamento di fine rapporto	Altre attività	Altre passività	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Attività immateriali	876,5	876,5					876,5			876,5	
Avviamento	223,4	223,4					223,4			223,4	
Immobili, impianti e macchinari	2.245,5	2.245,5					2.245,5			2.245,5	
Diritto di utilizzo beni in leasing	78,3	78,3					78,3	(78,3)		-	
Partecipazioni	13,8	13,8					13,8			13,8	
Altre attività finanziarie non correnti	40,6	40,6					40,6	-		40,6	-
Attività per imposte differite	43,9				43,9		43,9			43,9	
Altre attività non correnti	42,9				42,9		42,9			42,9	
<b>Attività non correnti</b>	<b>3.565,0</b>										
Rimanenze	22,6		22,6				22,6			22,6	
Crediti commerciali	201,4		201,4				201,4			201,4	
Altri crediti e attività correnti	109,1				109,1		109,1	2,1		111,2	
Attività per imposte correnti	30,9				30,9		30,9			30,9	
Attività finanziarie correnti	24,8							24,8			24,8
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	743,4							743,4			743,4
<b>Attività correnti</b>	<b>1.132,3</b>										
<b>Attività operative cessate</b>	<b>-</b>										
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>4.697,3</b>										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.826,6							1,2			
Partecipazioni di terzi	11,4										
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>1.838,0</b>										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,5			(5,5)			(5,5)			(5,5)	
Passività per imposte differite	213,0					(213,0)	(213,0)			(213,0)	
Altri fondi non correnti	139,5					(139,5)	(139,5)			(139,5)	
Passività finanziarie non correnti	2.045,6							2.045,6			2.045,6
Passività per beni in leasing (lungo termine)	70,0							70,0	(70,0)		-
Altre passività non correnti	35,7					(35,7)	(35,7)			(35,7)	
<b>Passività non correnti</b>	<b>2.509,2</b>										
Altri fondi correnti	48,5					(48,5)	(48,5)			(48,5)	
Debiti commerciali	70,9		(70,9)				(70,9)			(70,9)	
Passività finanziarie correnti	138,1							138,1			138,1
Passività per beni in leasing (breve termine)	7,5							7,5	(7,5)		-
Altre passività correnti	69,5		(2,3)			(67,1)	(69,5)			(69,5)	
Passività per imposte correnti	15,6					(15,6)	(15,6)			(15,6)	
<b>Passività correnti</b>	<b>350,0</b>										
<b>Passività operative cessate</b>	<b>-</b>										
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>4.697,3</b>										
<b>Stato patrimoniale riclassificato</b>	<b>3.478,1</b>	<b>150,8</b>	<b>(5,5)</b>	<b>226,9</b>	<b>(519,4)</b>	<b>3.331,0</b>	<b>1.493,0</b>			<b>3.254,7</b>	<b>1.415,5</b>

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

---

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
<b>21 aprile 2020</b>	<b>Corporate</b>	<p><b>L'Assemblea degli azionisti</b> di ERG S.p.A. approva il Bilancio di Esercizio 2019, delibera il pagamento di Euro 0,75 per azione e approva la modifica dello Statuto Sociale ai fini dell'introduzione del meccanismo di maggiorazione del diritto di voto.</p> <p>Nell'ambito del proprio intervento, l'Amministratore Delegato ha dato ampia informativa sulle misure ed iniziative intraprese dal Gruppo per fronteggiare l'emergenza COVID-19.</p> <p>Per la prima volta l'Assemblea degli Azionisti si è svolta esclusivamente mediante sistemi di telecomunicazione ed ha registrato la partecipazione di un numero di azionisti rappresentativi del 79,4% del capitale sociale.</p>	<a href="#">Comunicato Stampa del 21 aprile 2020</a>

---

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia, nel nuovo complesso e difficile contesto dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19. Le implicazioni sociali ed economiche derivanti dal contenimento del contagio stanno influenzando l'andamento dei prezzi dell'energia, il regolare svolgimento delle attività delle pubbliche amministrazioni e quelle degli operatori industriali e finanziari con cui il Gruppo si interfaccia regolarmente.

Riportiamo quindi alla luce di quanto sopra richiamato la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance previsti per il 2020:

### Eolico

Il risultato all'estero sarà superiore a quello del 2019 alla luce delle migliori condizioni anemologiche registrate nei primi mesi dell'anno, seppur con prezzi in riduzione, in particolare in Est Europa, e grazie al contributo della maggiore capacità installata, inclusiva dei neo-acquisiti parchi eolici in Francia (38 MW). In Italia il margine operativo lordo è previsto al contrario in riduzione rispetto al 2019, a seguito della minore ventosità registrata nella prima parte dell'anno nonché dello scenario prezzi non favorevole, in parte compensato dai maggiori prezzi dell'incentivo e dalle azioni di copertura dei prezzi. Si ricorda l'uscita di ulteriori 26 MW dal sistema incentivante ad inizio dell'anno. **Il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso in riduzione rispetto all'anno precedente.**

### Solare

ERG nel 2020 beneficerà di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management, e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti. **Si stima per l'intero esercizio 2020 un Margine Operativo Lordo in crescita rispetto al 2019.**

### Idroelettrico

Tenendo conto della bassa idraulicità registrata nei primi mesi dell'anno, si prevedono volumi stimati inferiori alla media statistica decennale ma comunque più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi del 2019 anche grazie al livello degli invasi al 31 marzo superiori rispetto all'anno scorso. Detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Inoltre, il risultato beneficerà anche del maggior prezzo dell'incentivo su circa il 40% delle produzioni e dalle azioni di copertura dei prezzi. **Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in aumento rispetto ai valori del 2019.**

### Termoelettrico

La previsione del risultato 2020 risentirà rispetto al 2019 di uno scenario prezzi e margini in ribasso e della contrazione dei volumi dei titoli di efficienza energetica a seguito dell'uscita dal periodo di cogeneratività ad alto rendimento di uno dei due moduli dell'impianto. **Complessivamente si prevede un Margine Operativo Lordo in contrazione rispetto al 2019.**

Per l'esercizio 2020 rivediamo quindi al ribasso la guidance del margine operativo lordo consolidato di circa il 4%, stimando un risultato complessivo compreso nell'intervallo tra 480 e 500 milioni di Euro rispetto al range precedente di 500-520 milioni di Euro. Questa previsione riflette principalmente la minore ventosità in Italia registrata nella prima parte dell'anno e la scarsa disponibilità di risorsa idrica, in parte compensata dai maggiori volumi di produzione e dal contributo dei nuovi parchi all'estero. L'andamento dei prezzi dell'energia influenza tale previsione sebbene una parte preponderante delle produzioni RES, nonché dei Clean Spark Spreads relativi alle produzioni termoelettriche, siano state già oggetto di vendita a termine in linea con le hedging policy di rischio del Gruppo.

Gli investimenti per il 2020 sono rivisti nel range compreso tra 150 e 180 milioni di Euro in riduzione rispetto all'indicazione precedente di 185-215 milioni, a seguito di alcuni probabili rinvii di spesa al 2021 legati al potenziale rallentamento delle attività di costruzione e connessione alla rete causato dal lock-down dei paesi Europei. Le spese per investimenti del 2020 riguardano, principalmente, l'avanzamento della costruzione dei progetti greenfield relativa ai parchi che entreranno in produzione nel 2021/22 in Gran Bretagna per circa 200 MW, in Polonia per 36 MW ed in Francia per 50 MW; sono inoltre inclusi le capex iniziali per le attività volte all'ammodernamento dell'impianto ed al contestuale rinnovo della qualifica di Cogenerazione a Alto Rendimento (CAR) per il modulo 1 del CCGT, la già citata acquisizione dei 38 MW in Francia ed i consueti investimenti di mantenimento della flotta. L'ammontare è complessivamente inferiore a quello del 2019 caratterizzato da importanti operazioni in ambito M&A.

La generazione di cassa, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, consentirà di ridurre l'indebitamento di fine anno che si attesterà in un range tra 1,35 e 1,43 miliardi, verso il precedente intervallo di 1,36-1,44 miliardi, ed in riduzione vs i 1,48 miliardi della fine del 2019. Contribuiscono in tale senso anche i minori oneri finanziari grazie ai pieni effetti delle operazioni di liability management a valle dell'emissione del Green Bond nel corso del 2019.

Genova, 13 maggio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



## **DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART.154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)**

---

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Paolo Luigi Merli dichiara ai sensi del comma 2 dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio sulla gestione, corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Genova, 13 maggio 2020

Il Dirigente Preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli







## **ERG S.P.A.**

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 01024011 - Fax 0102401585

[www.erg.eu](http://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

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

