



## Comunicato stampa

### Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2021

***MOL consolidato adjusted<sup>1</sup>: 161 milioni di Euro, 156 milioni nel primo trimestre 2020.***

***Risultato netto di Gruppo adjusted: 65 milioni di Euro, 53 milioni nel primo trimestre 2020.***

***Guidance 2021 di Ebitda e Investimenti riviste al rialzo di 10 e 50 milioni di Euro rispettivamente***

Risultati trimestrali – Margine operativo lordo in aumento grazie all'elevata disponibilità della risorsa idrica

e all'incremento del valore unitario dell'incentivo. Effetti in parte compensati dalla scarsa ventosità

all'estero e dal termine del primo decennio dei titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT.

Sostanzialmente in linea il solare. In significativo aumento il risultato netto grazie anche ai minori oneri

finanziari per effetto delle operazioni di *liability management* perfezionate lo scorso anno.

- Sviluppo – Il Gruppo amplia la sua presenza in Europa con l'ingresso nel mercato spagnolo, attraverso un accordo di co-sviluppo su fotovoltaico ed eolico, e in quello svedese con l'acquisizione di un parco eolico da 62 MW *ready to build*, portando i parchi in costruzione o *ready to build* a circa 400MW.
- ESG – ERG è entrata a far parte dello "S&P Global Clean Energy Index", un ulteriore importante riconoscimento dell'impegno continuo nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, nella lotta al climate change e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile, che vede le tematiche ESG strettamente integrate nella strategia di business.
- Guidance 2021 – Alla luce dei solidi risultati del primo trimestre viene rivista al rialzo di 10 milioni di euro la previsione del margine operativo lordo, in un intervallo ora compreso tra 490-510 milioni, così come la stima degli investimenti nell'intervallo ora compreso tra 285-325 milioni, per includere l'acquisizione in Svezia, e l'indebitamento finanziario netto, in aumento di 40 milioni, tra i 1.390 e i 1.490 milioni di euro, rispetto alla previsione precedente.
- Emergenza COVID-19 – Proseguite senza interruzione le attività dei siti produttivi sia in Italia che all'estero a riprova dell'efficacia delle misure adottate e della resilienza nel contrastare l'emergenza pandemica. ERG ha dichiarato la propria volontà di rendere disponibili spazi e risorse per effettuare la vaccinazione delle proprie persone che volontariamente ne faranno richiesta in ottemperanza con quanto previsto dal *Protocollo nazionale* emesso il 6 aprile 2021.

**Genova, 14 Maggio 2021** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2021.

---

<sup>1</sup>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 "adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente Comunicato "Indicatori Alternativi di Performance"

## Risultati finanziari consolidati *adjusted*

Principali dati economici (milioni di Euro)	Primo Trimestre		
	2021	2020	Var. %
MOL	161	156	3%
Risultato operativo netto	93	82	14%
Risultato netto di Gruppo	65	53	22%

	31/03/2021	31/12/2020	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.316	1.439	-123
Leverage <sup>2</sup>	42%	45%	

Paolo Luigi Merli Amministratore Delegato di ERG ha commentato: “Il 2021 parte bene, con risultati superiori alle attese ed in crescita rispetto allo scorso anno grazie ad un’ottima performance dell’idroelettrico, in particolare se confrontata con un trimestre 2020 secco. Le forti precipitazioni del periodo hanno determinato livelli dei nostri bacini idrici tutt’ora superiori alla media storica. Bene anche i risultati dell’eolico in Italia, più debole l’eolico all’estero. Solare in linea. Il termoelettrico, lo sapevamo, risente della fine dei certificati bianchi. L’utile netto è in forte crescita grazie anche al minor costo del debito. Questa buona partenza ci permette di rivedere al rialzo il margine operativo lordo per l’anno ora atteso fra i 490 e i 510 milioni di euro. Siamo particolarmente soddisfatti per i recenti sviluppi in Svezia.”

### Variazione perimetro di business

Nel corso del periodo non si segnalano variazioni nel perimetro di Business.

Si rimanda al paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre” per le variazioni avvenute successivamente alla chiusura del primo trimestre 2021.

### Primo trimestre 2021

Nel primo trimestre 2021 i ricavi *adjusted* sono pari a 280 milioni, in aumento di 3 milioni rispetto al primo trimestre 2020 (277 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell’idroelettrico e dell’incremento del valore unitario dell’incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh). Questi effetti sono stati in gran parte compensati dalla riduzione della produzione dell’eolico all’estero e dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell’impianto CCGT.

Il margine operativo lordo *adjusted*<sup>3</sup>, al netto degli special item, si attesta a 161 milioni, in aumento di 4 milioni rispetto ai 156 milioni registrati nel primo trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-15 milioni):** margine operativo lordo pari a 94 milioni, in diminuzione rispetto al 2020 (109 milioni) per effetto del minor risultato estero, pari a 33 milioni ed in riduzione rispetto ai 52 milioni dell’analogo periodo del 2020, che ha risentito della scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del primo trimestre 2020 (540 GWh nel 2021 rispetto ai 768 GWh del 2020), nonostante la ripresa dello scenario di mercato. Tali effetti sono solo in parte compensati dal miglior risultato in Italia, pari a 61 milioni ed in aumento rispetto ai 57 milioni del primo trimestre 2020, per effetto delle maggiori produzioni (+3%) e del maggior valore dell’incentivo GRIN.
- **Solare (-1 milione):** il margine operativo lordo, pari a 11 milioni, risulta sostanzialmente in linea al primo

<sup>2</sup>Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il *project financing*) ed il capitale investito netto

<sup>3</sup> il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall’applicazione dell’IFRS 16, pari a circa 2 milioni.

trimestre 2020 (12 milioni) con volumi lievemente inferiori (41 GWh nel primo trimestre 2021 rispetto ai 45 GWh del primo trimestre 2020) in gran parte compensato dallo scenario prezzi di mercato in rialzo rispetto a quello dell'analogo periodo del 2020.

- **Idroelettrico (+30 milioni):** margine operativo lordo di 54 milioni (24 milioni nel primo trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni notevolmente superiori rispetto al primo trimestre 2020 (667 GWh nel primo trimestre 2021 rispetto ai 324 GWh del primo trimestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa nel centro Italia, che si confronta con un 2020 ampiamente sotto ai livelli medi storici decennali. Al risultato positivo ha contribuito in parte anche l'effetto derivante dal maggior valore dell'incentivo GRIN. Le importanti precipitazioni del periodo hanno determinato livelli degli invasi superiori rispetto alla media storica.
- **Termoelettrico (-9 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 6 milioni, è inferiore rispetto ai 15 milioni del primo trimestre 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 6 milioni ed alla contrazione dei margini di generazione rispetto all'analogo periodo del 2020, in un contesto di scenario caratterizzato dal significativo aumento dei prezzi di gas e CO2. Tale risultato è in linea alle nostre aspettative.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo ha risentito delle politiche di copertura effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

**Il risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 93 milioni (82 milioni nel primo trimestre 2020) dopo ammortamenti per 68 milioni, in decremento rispetto al primo trimestre 2020 (75 milioni) principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

**Il risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 65 milioni in aumento rispetto al primo trimestre 2020 (53 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al primo trimestre 2020 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle operazioni di liability management avviate nel corso del secondo semestre del 2020, a seguito dell'emissione di un secondo Green Bond

**Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 63 milioni** in aumento rispetto ai 52 milioni del primo trimestre 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate.

**L'indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a 1.316 milioni, in diminuzione (123 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente il positivo flusso di cassa del periodo (156 milioni<sup>4</sup>), in parte compensato dagli investimenti del periodo (33 milioni).

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 2021 a circa 100 milioni.

## Investimenti

Milioni di Euro	Primo Trimestre	
	2021	2020
Eolico	27	54
Solare	0	1
Termoelettrico	5	5
Idroelettrico	1	1
Corporate	0	0
<b>Totale Investimenti</b>	<b>33</b>	<b>61</b>

Nel primo trimestre 2021 gli investimenti sono stati pari a **33 milioni** (61 milioni nel primo trimestre 2020) e si riferiscono ad investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali di cui l'80% nel settore Eolico (55% nel primo trimestre 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa

<sup>4</sup> Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante, il pagamento delle imposte e i proventi (oneri) finanziari netti

250 MW e Polonia per 60 MW, il 14% si riferisce al settore Termoelettrico (30% nel primo trimestre 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento che garantiranno la qualifica di impianto ad alta cogeneratività per il modulo 1 del CCGT per altri dieci anni a partire dalla COD, attesa nel quarto trimestre del 2021. I rimanenti investimenti sono stati dedicati a progetti minori di mantenimento e sviluppo. Si ricorda che nel primo trimestre 2020 gli investimenti si riferivano principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (per 42 milioni)

**Eolico:** Gli investimenti del primo trimestre 2021 (27 milioni) si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (20 milioni) e Polonia (3 milioni), al proseguimento delle attività propedeutiche al Repowering e Reblading (3 milioni) su alcuni parchi italiani oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Relativamente ai parchi eolici in costruzione in UK, i due progetti nel Nord Irlanda, Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW di cui è prevista la COD a fine 2021, presentano un avanzamento delle attività superiore al 60%, in linea con le previsioni, anche per i restanti parchi eolici in UK (Scozia) e Polonia, le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

**Solare:** Gli investimenti del primo trimestre 2021 (0,5 milioni) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

**Idroelettrico:** Gli investimenti del primo trimestre 2021 (1 milione) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo di impianti mini idro, di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

**Termoelettrico:** Gli investimenti del primo trimestre 2021 (5 milioni) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

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.

## ***Dati operativi***

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 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 4,2 TWh (4,2 TWh nel primo trimestre 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,4 TWh (2,4 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 2,4% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% nel primo trimestre 2020).

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 2021** la vendita di vapore<sup>5</sup> è risultata pari a 285 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 336 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020 a seguito di minori richieste del sito di Priolo.

---

<sup>5</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

Produzioni Energia Elettrica (GWh)	1° trimestre			
	2021	2020	Δ	Δ%
<b>Produzione eolica</b>	<b>1.156</b>	<b>1.366</b>	<b>-211</b>	<b>-15%</b>
<i>di cui Italia</i>	616	598	18	3%
<i>di cui Estero</i>	540	768	-229	-30%
<b>Produzione solare</b>	<b>41</b>	<b>45</b>	<b>-4</b>	<b>-8%</b>
<b>Produzione idroelettrica</b>	<b>667</b>	<b>324</b>	<b>344</b>	<b>106%</b>
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>525</b>	<b>626</b>	<b>-101</b>	<b>-16%</b>
<b>Produzioni complessive impianti ERG</b>	<b>2.390</b>	<b>2.361</b>	<b>29</b>	<b>1%</b>

Per quanto riguarda le produzioni, nel primo trimestre 2021 si segnala in particolare:

**Eolico:** Nel primo trimestre 2021 la produzione di energia elettrica da fonte eolica, pari a 1.156 GWh, in riduzione del 15% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (1.366 GWh), per effetto delle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-30%) rispetto a quelle particolarmente elevate dell'analogo periodo del 2020, solo in parte compensate dalla ripresa della ventosità in Italia (+3%).

L'aumento delle produzioni in Italia (+18 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, in tutte le regioni ad eccezione della Calabria.

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 229 GWh per effetto della bassa ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2020, è riconducibile a tutti i paesi e risulta più spiccata in Francia (-109 GWh), Germania (-68 GWh) e Polonia (-33 GWh).

**Solare:** Nel primo trimestre 2021 le produzioni sono risultate pari a circa 41 GWh, in lieve riduzione rispetto al primo trimestre 2020, così come il relativo load factor pari al 13%.

**Idroelettrico:** Le produzioni complessive di ERG Hydro nel primo trimestre 2021 pari a 667 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia sui mercati e da incentivi nel periodo ed altre componenti minori, pari a circa 95 Euro/MWh, in diminuzione rispetto ai 102 Euro/MWh del primo trimestre 2020.

**Termoelettrico:** Nel corso del primo trimestre 2021 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 525 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (626 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO<sub>2</sub>, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 285 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 336 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

### **Principali fatti avvenuti nel corso del trimestre**

In data **28 gennaio 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha siglato un accordo quadro con ENERCON GmbH per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di circa 190 MW, destinati ad alcuni progetti di repowering in Italia e a un progetto greenfield nel Regno Unito. L'accordo, del valore potenziale di 120 milioni di euro, comprende, oltre alla fornitura, il trasporto, l'installazione, il commissioning e la manutenzione prevista nella prima fase di vita degli aerogeneratori. (Comunicato stampa del 28 gennaio 2021)

In data **28 gennaio 2021** Esercizio dell'opzione di riscatto di tutte le Obbligazioni rimanenti emesse il 19 luglio 2017, per un importo nominale complessivo di Euro 25.000.000. (Comunicato stampa del 28 gennaio 2021)

## **Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre**

In data **14 aprile 2021** ERG ha ottenuto le Autorizzazioni Uniche nell'ambito del progetto Repowering per i quattro parchi eolici di Mineo, Militello, Vizzini e Monreale/Partinico, siti nella regione Sicilia.

In data **21 aprile 2021** ERG entra a far parte dello "S&P Global Clean Energy Index", l'indice di borsa di Standard & Poor's che racchiude 82 aziende a livello internazionale protagoniste nella produzione di energia green e con elevati standard ESG. L'inclusione da parte di S&P nell'indice Global Clean Energy - con un peso di 0,34% - rappresenta un ulteriore importante riconoscimento dell'impegno continuo di ERG nello sviluppo di un portafoglio RES coerente con la lotta al climate change, e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile che considera le tematiche ESG come elemento essenziale della catena del valore. (Comunicato Stampa del 21.04.2021)

In data **26 aprile 2021** l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2020 e ha deliberato il pagamento di Euro 0,75 per azione, ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, ha confermato Edoardo Garrone alla Presidenza. Il Consiglio di Amministrazione riunitosi alla stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e ha nominato Paolo Luigi Merli nuovo Amministratore Delegato il quale ha conseguentemente rassegnato le proprie dimissioni sia dalla carica di Direttore Generale, precedentemente ricoperta con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO", che da quella di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari. Il Consiglio di Amministrazione ha quindi nominato Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili Michele Pedemonte, nella sua qualità di Chief Financial Officer, il quale è stato chiamato a svolgere il predetto incarico a partire dal corrente esercizio, con riferimento alle informazioni e ai documenti contabili e finanziari relativi all'esercizio 2021.

In data **27 aprile 2021** ERG e Renergetica società operante nello sviluppo di progetti da fonti rinnovabili sul mercato internazionale e quotata sul mercato AIM Italia gestito da Borsa Italiana, hanno firmato un accordo di co-sviluppo nel mercato spagnolo su progetti Greenfield nel settore fotovoltaico ed eolico, per un totale di circa 100 MW all'anno. Renergetica inoltre supporterà ERG nell'acquisizione di progetti Ready to Build e in Operations. (Comunicato Stampa del 27.04.2021)

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e., dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. L'avvio della costruzione del parco è previsto entro il primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione. (Comunicato Stampa del 10.05.2021)

## **Evoluzione prevedibile della gestione**

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2021.

### **Eolico**

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia per il quale sono state ottenute 3 autorizzazioni. Il margine operativo lordo per l'Italia è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito di maggiori volumi di maggiori prezzi di vendita attesi. Il risultato all'estero è previsto in riduzione rispetto a quello del 2020 per effetto di condizioni anemologiche registrate meno favorevoli rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020 e per l'uscita dal sistema incentivante di circa 76 MW in Francia, seppur in parte compensato dal maggior contributo atteso dei parchi in EST Europe e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

Il Margine operativo lordo complessivo è atteso in lieve aumento rispetto all'anno precedente.

### **Solare**

ERG nel 2021 continuerà a beneficiare 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 2021 un Margine Operativo Lordo in linea rispetto al 2020.

### **Idroelettrico**

Tenendo conto dell'elevata idraulicità registrata nei primi mesi dell'anno, si prevedono volumi stimati superiori alla media statistica decennale e a quelli molto depressi del 2020 grazie anche all'elevata disponibilità idrica attualmente accumulata negli invasi; detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di



ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita attesi in crescita anche grazie ad un maggior valore dell'incentivo.

Il Margine Operativo Lordo è pertanto atteso in forte aumento rispetto ai valori del 2020.

### **Termoelettrico**

La previsione del risultato 2021 risentirà principalmente della completa uscita dal primo periodo di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e dei maggiori prezzi del GAS e della CO2 osservati nel primo trimestre che non hanno trovato totale compensazione nei prezzi dell'energia elettrica. La fermata dell'impianto a ciclo combinato, programmata nel corso dell'anno, sarà dedicata agli investimenti finalizzati al rinnovamento del Modulo 1 dell'impianto che permetterà di beneficiare della produzione di titoli di efficienza energetica a partire dal 2022. Si prevede un Margine Operativo Lordo in decisa contrazione rispetto al 2020.

Per l'esercizio 2021 rivediamo quindi al rialzo la guidance del margine operativo lordo consolidato, stimando un risultato complessivo nell'intervallo compreso tra 490 e 510 milioni di Euro rispetto al range precedente di 480-500 milioni di euro (481 milioni di Euro nel 2020) grazie ad una previsione di maggiori volumi di produzione in particolare nell'Hydro ed ai migliori prezzi di vendita attesi. Tali effetti vengono in parte compensati nel Wind Estero con condizioni anemologiche registrate meno favorevoli.

Gli investimenti per il 2021, sono rivisti nel range compreso tra 285 e 325 milioni di Euro in rialzo rispetto all'indicazione precedente di 235-275 milioni di Euro (156 milioni nel 2020) a seguito della recente acquisizione di un progetto Ready to Build in Svezia. Trattasi di un progetto eolico con Enterprise Value pari a 99 milioni di Euro, con COD prevista entro la fine del 2022 per una capacità installata pari a 62MW.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, è atteso nel range tra 1,39 e 1,49 miliardi di euro in rialzo rispetto all'intervallo precedente di 1,35-1,45 (1,44 nel 2020).

### **Ulteriori informazioni**

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Nomine e Compensi e sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha definito le condizioni necessarie a dare attuazione al Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023), approvato dal precedente Consiglio di Amministrazione, sempre su proposta del Comitato Nomine e Compensi e sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, l'11 marzo 2021 nonché dall'Assemblea degli Azionisti del 26 aprile 2021 ai sensi dell'articolo 114-bis del Testo Unico della Finanza. Si richiama al riguardo quanto illustrato nel documento informativo redatto ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e nella Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza, disponibili sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)). La Società provvederà a fornire al mercato le informazioni relative al Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023) in occasione delle comunicazioni previste dall'art. 84-bis, comma 5, del Regolamento Emittenti.

Il Consiglio di Amministrazione – su proposta del Comitato Nomine e Compensi e sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale – ha determinato in conformità con la vigente Politica in materia di remunerazione della Società, la remunerazione del Presidente, del Vice Presidente Esecutivo e del Vice Presidente, per l'esercizio 2021, dell'Amministratore Delegato per il triennio 2021-2023 e di quei membri del Comitato Strategico che non sono dipendenti del Gruppo e non ricoprono cariche nel Consiglio di Amministrazione, per l'esercizio 2021.

Tale determinazione ha tenuto conto della proposta del Vice Presidente Esecutivo, alla quale hanno unanimemente aderito gli altri amministratori investiti di cariche, accolta dal Consiglio di Amministrazione, di ridurre del 18% l'ammontare delle remunerazioni correlate alle deleghe e/o cariche conferite dal Consiglio di Amministrazione medesimo, rispetto al panel di riferimento (previsto nella vigente Politica in materia di remunerazione della Società), come atto spontaneo per esprimere una sentita partecipazione alle difficoltà che sta vivendo la collettività a causa della pandemia e, più in generale, per ridurre il «salary gap» rispetto al costo azienda medio della forza lavoro.

Le somme rivenienti da tale riduzione verranno reimpiegate, nell'ambito delle politiche di investimento della Società, sul team management e sui talent pool del Gruppo, sul reskilling delle risorse e sull'inserimento di giovani neo-diplomati e neo-laureati tramite accordi con gli istituti scolastici e universitari.

Il Consiglio di Amministrazione, nell'ambito del processo di adeguamento della Società alle disposizioni del Codice di Corporate Governance, promosso da Borsa Italiana, ha adottato una politica per la gestione del dialogo

con gli azionisti e la generalità degli investitori e un regolamento finalizzato, tra l'altro, a disciplinare (i) le regole di funzionamento dell'organo stesso e dei suoi comitati, le modalità di verbalizzazione delle riunioni e le procedure per la gestione dell'informativa agli amministratori, (ii) i criteri «quantitativi» e «qualitativi» funzionali a determinare, ai fini della valutazione dell'indipendenza dei componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, la rilevanza o meno di eventuali rapporti intrattenuti dagli stessi con la Società o altri soggetti ad essa collegati; (iii) il numero massimo di incarichi negli organi di amministrazione o controllo in altre società rilevanti che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore e (iv) il piano per la successione dell'Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione, sentito il parere favorevole del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità, ha aggiornato l'elenco dei Dirigenti con responsabilità strategiche, coerentemente con il nuovo assetto organizzativo e con il Piano Industriale 2021-2025, con effetto immediato, nonché la Procedura per le operazioni con Parti Correlate, al fine di recepire quanto previsto dal nuovo testo dell'art. 2391-bis c.c. e dalla delibera Consob n. 21624 del 10 dicembre 2020, con efficacia a decorrere dal 1° luglio 2021. Il Collegio Sindacale ha dato atto della conformità dei predetti aggiornamenti con le disposizioni previste dal Regolamento operazioni con parti correlate.

*In riferimento alle stime e alle previsioni si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a 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, l'impatto della pandemia Covid-19 e altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.*

*La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nel Resoconto Intermedio sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.*

*Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Michele Pedemonte, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154-bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.*

*I risultati del primo trimestre saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 14:30 (CEST), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minuti prima della conference call.*

*Il presente comunicato stampa, emesso il 14 maggio 2021 è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2021 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

#### **Contatti:**

**Emanuela Delucchi** - Chief ESG, IR & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu)

**Anna Cavallarini** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3393985139 – [acavallarini@erg.eu](mailto:acavallarini@erg.eu)

**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow



## **Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance**

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

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

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

*Si precisa 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.*

## Sintesi dei risultati

Anno 2020	(milioni di Euro) Principali dati economici	1°trimestre	
		2021	2020
974	Ricavi adjusted <sup>(1)</sup>	280	277
<b>481</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>161</b>	<b>156</b>
<b>183</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>93</b>	<b>82</b>
110	Risultato netto	63	52
108	di cui Risultato netto di Gruppo	63	52
<b>106</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>65</b>	<b>53</b>
<b>Principali dati finanziari</b>			
<b>3.209</b>	<b>Capitale investito netto adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>3.148</b>	<b>3.255</b>
1.770	Patrimonio netto adjusted	1.832	1.839
1.439	Indebitamento finanziario netto totale adjusted <sup>(2)</sup>	1.316	1.415
417	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	409	831
45%	Leva finanziaria adjusted	42%	43%
<b>49%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>57%</b>	<b>56%</b>
<b>Dati operativi</b>			
<b>1.967</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<b>MW</b>	<b>1.967</b>
3.911	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	1.156
<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<b>MW</b>	<b>480</b>
2.441	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	525
<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<b>MW</b>	<b>527</b>
1.097	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	667
<b>141</b>	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<b>MW</b>	<b>141</b>
228	Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	41
<b>14.897</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<b>milioni di KWh</b>	<b>4.223</b>
156	Investimenti <sup>(4)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	33
<b>784</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<i>Unità</i>	<b>798</b>
<b>Ricavi netti unitari<sup>(5)</sup></b>			
119	Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	119
96	Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	93
89	Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	89
78	Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	83
66	Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	77
56	Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	77
n.a.	Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.
315	Solare	<i>Euro/MWh</i>	323
109	Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	95
35	Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>	25

<sup>(1)</sup> Non include gli special items e le relative imposte teoriche correlate

<sup>(2)</sup> L'indebitamento finanziario netto *adjusted* e il Capitale Investito Netto *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2021 a circa 100 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 97 milioni sul capitale investito netto.

<sup>(3)</sup> Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

<sup>(4)</sup> In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Si precisa che il primo trimestre 2020 includeva inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni effettuati per l'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (42 milioni), e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni).

<sup>(5)</sup> 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

## Sintesi dei risultati per settore

Anno 2020	(milioni di Euro) Ricavi <i>adjusted</i>	1°trimestre		Δ
		2021	2020	
402	<b>Eolico</b>	121	140	(18)
73	<b>Solare</b>	13	14	(1)
118	<b>Idroelettrico</b>	63	33	30
381	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	83	91	(8)
36	<b>Corporate</b>	9	9	0
(36)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(9)	(9)	(0)
<b>974</b>	<b>Totale ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>280</b>	<b>277</b>	<b>3</b>
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>				
282	<b>Eolico</b>	94	109	(15)
66	<b>Solare</b>	11	12	(1)
81	<b>Idroelettrico</b>	54	24	30
67	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	6	15	(9)
(15)	<b>Corporate</b>	(4)	(4)	(0)
<b>481</b>	<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>161</b>	<b>156</b>	<b>4</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i></b>				
(165)	<b>Eolico</b>	(38)	(42)	4
(42)	<b>Solare</b>	(10)	(10)	0
(57)	<b>Idroelettrico</b>	(11)	(14)	4
(30)	<b>Termoelettrico</b>	(7)	(7)	0
(4)	<b>Corporate</b>	(1)	(1)	(0)
<b>(298)</b>	<b>Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i></b>	<b>(68)</b>	<b>(75)</b>	<b>7</b>
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>				
118	<b>Eolico</b>	55	67	(11)
23	<b>Solare</b>	1	2	(1)
24	<b>Idroelettrico</b>	43	9	33
37	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	(2)	8	(9)
(19)	<b>Corporate</b>	(5)	(4)	(0)
<b>183</b>	<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>93</b>	<b>82</b>	<b>12</b>
<b>Investimenti</b> <sup>(2)</sup>				
127	<b>Eolico</b>	27	54	(27)
2	<b>Solare</b>	0	1	(0)
6	<b>Idroelettrico</b>	1	1	0
18	<b>Termoelettrico</b>	5	5	(1)
2	<b>Corporate</b>	0	0	(0)
<b>156</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>33</b>	<b>61</b>	<b>(28)</b>

<sup>(1)</sup> Include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. Relativamente ai ricavi, la quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 15 milioni (13 milioni nel 2020).

<sup>(2)</sup> Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

## Conto Economico Adjusted

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli special items, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16 al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo.

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".

<i>(milioni di Euro)</i>	1° trimestre		
	2021	2020	Δ
<b>Conto Economico adjusted</b>			
Ricavi	280	277	3
Altri proventi	1	7	(6)
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>281</b>	<b>284</b>	<b>(2)</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(66)	(71)	5
Costi per servizi e altri costi operativi	(39)	(41)	2
Costi del lavoro	(17)	(16)	(1)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>161</b>	<b>156</b>	<b>4</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(68)	(75)	7
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>93</b>	<b>82</b>	<b>12</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(8)	(13)	6
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	(0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>85</b>	<b>68</b>	<b>17</b>
Imposte sul reddito	(21)	(15)	(6)
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>65</b>	<b>53</b>	<b>12</b>
Risultato di azionisti terzi	0	0	0
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>65</b>	<b>53</b>	<b>12</b>

## Stato 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 sono indicati i valori *adjusted* al 31 marzo 2021, che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 100 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 97 milioni.

31/03/2020	Stato Patrimoniale riclassificato adjusted	31/03/2021	31/12/2020
	<i>(milioni di Euro)</i>		
3.400	Capitale immobilizzato	3.227	3.262
174	Capitale circolante operativo netto	135	152
(5)	Fondi per benefici ai dipendenti	(5)	(5)
206	Altre attività	234	213
(519)	Altre passività	(442)	(412)
<b>3.255</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.148</b>	<b>3.209</b>
1.828	Patrimonio netto di Gruppo	1.823	1.760
11	Patrimonio netto di terzi	10	10
1.415	Indebitamento finanziario netto	1.316	1.439
<b>3.255</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.148</b>	<b>3.209</b>

## Flussi Finanziari

Anno 2020	(importi in milioni)	1° trimestre	
		2021	2020
481	Margine operativo lordo adjusted	161	156
(41)	Variazione capitale circolante	3	(30)
<b>440</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>163</b>	<b>126</b>
(111)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(33)	(17)
(44)	Acquisizioni di aziende (business combination)	-	(44)
(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(0)
(0)	Disinvestimenti e altre variazioni	3	(0)
<b>(156)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(30)</b>	<b>(62)</b>
(47)	Proventi (oneri) finanziari	(8)	(13)
(24)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(1)	-
0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
<b>(71)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(9)</b>	<b>(13)</b>
<b>(25)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
(115)	Distribuzione dividendi	-	-
(35)	Altri movimenti di patrimonio netto	1	10
<b>(150)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>1</b>	<b>10</b>
-	<b>Variazione area di consolidamento</b>	-	-
<b>1.476</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.439</b>	<b>1.476</b>
(37)	<i>Variazione netta</i>	(123)	(61)
<b>1.439</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.316</b>	<b>1.415</b>

## INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

### Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("*right of use*");
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative agli 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**

Non si segnalano poste correlate all'emergenza sanitaria Covid-19 nel primo trimestre 2021; nello stesso periodo dell'esercizio precedente era stata isolata come *special items* l'elargizione liberale deliberata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro.

### **IFRS 16**

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

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

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel primo trimestre 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 2 milioni;
- l'incremento (circa 100 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 97 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (1 milione) 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 del business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico adjusted, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo adjusted a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

## Riconciliazione con i risultati economici adjusted

Anno 2020	MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	1° Trimestre	
		2021	2020
<b>468,4</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>163,1</b>	<b>156,5</b>
	<b>Esclusione Special Items:</b>		
	<i>Corporate</i>		
2,5	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) <sup>(1)</sup>	-	0,4
(1,1)	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,3)	(0,3)
2,0	- Storno erogazione liberale Covid-19 <sup>(3)</sup>	-	2,0
1,1	- Storno accantonamento fondo Business dismissi <sup>(4)</sup>	-	-
	<i>Termoelettrico</i>		
(1,2)	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,3)	(0,3)
	<i>Idroelettrico</i>		
(0,2)	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,0)	(0,0)
15,8	- Storno accantonamento fondo Enti Locali <sup>(5)</sup>	-	-
	<i>Solare</i>		
(0,4)	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(0,1)	(0,1)
0,2	- Storno accantonamento fondo Enti Locali <sup>(5)</sup>	-	-
	<i>Eolico</i>		
(7,4)	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	(1,7)	(1,8)
1,1	- Storno accantonamento fondo Enti Locali <sup>(5)</sup>	-	-
<b>480,8</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>160,8</b>	<b>156,3</b>
Anno 2020	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)	1° Trimestre	
		2021	2020
<b>(313,3)</b>	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(69,1)</b>	<b>(76,8)</b>
	<b>Esclusione Special Items:</b>		
6,5	- Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	1,4	1,9
9,3	- Storno svalutazione impianti Germany <sup>(6)</sup>	-	-
<b>(297,5)</b>	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(67,6)</b>	<b>(74,8)</b>
Anno 2020	RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)	1° Trimestre	
		2021	2020
<b>107,9</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>63,5</b>	<b>52,4</b>
	<b>Esclusione Special Items:</b>		
0,0	Riclassifica IFRS 16 <sup>(2)</sup>	0,0	0,2
1,8	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 <sup>(3)</sup>	-	1,5
30,4	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti <sup>(7)</sup>	0,9	-
2,4	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie <sup>(1)</sup>	-	0,4
(0,6)	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio <sup>(8)</sup>	-	-
(57,0)	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e rivalutazione impianti Hydro <sup>(9)</sup>	-	-
1,0	Esclusione oneri correlati a Business dismissi <sup>(4)</sup>	-	(0,0)
13,8	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali <sup>(5)</sup>	-	-
6,6	Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Germany <sup>(6)</sup>	-	-
(0,5)	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9 <sup>(10)</sup>	0,6	(1,1)
<b>105,8</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	<b>65,0</b>	<b>53,4</b>

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2020 relative a parchi eolici operativi in Francia.
2. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
3. Erogazione liberale deliberata nel primo trimestre del 2020.
4. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
5. Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche (pari a 17 milioni nel 2020).
6. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
7. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al collocamento del Green Bond avvenuto nel 2020.
8. Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
9. Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
10. 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 2021 di oneri finanziari netti per circa 1 milione. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.



**Press Release**

**The Board of Directors of ERG S.p.A.  
approves the Interim Report on Operations as at 31 March 2021**

**Consolidated adjusted<sup>6</sup> EBITDA: €161 million, €156 million in the 1st quarter of 2020.**

**Adjusted Group net result: €65 million, €53 million in the 1st quarter of 2020.**

**2021 Ebitda and Capex guidance revised upwards by 10 and 50 million euros respectively**

- Quarterly results – Upturn in EBITDA owing to the high availability of water resources and the rise in unitary incentive value. These effects were partly offset by both the poor wind conditions outside of Italy and the end of the first ten years of energy efficiency certificates for the CCGT plant. Solar power showed essentially no change. The net result increased significantly also thanks to the reduction in financial charges, following the liability management operations finalised during the previous year.
- Development – The Group expands its presence in Europe by entering the Spanish market, through a co-development agreement in the photovoltaic and wind energy sectors, and the Swedish market, via the acquisition of a 62MW ready-to-build wind farm, taking the wind farms under construction or ready to build to around 400MW.
- ESG – ERG has been included in the “S&P Global Clean Energy Index”, another major recognition of its constant commitment to the development of energy generation using renewable energy sources, the fight against climate change and the construction of a sustainable business model, in which ESG issues are closely integrated as part of business strategy.
- 2021 Guidance – The good results posted for the first quarter have led to an upward adjustment by 10 million Euro of the forecast for EBITDA, to within a range of between 490-510 million; likewise, estimated investments are now within a range of between 285-325 million, to include the acquisition in Sweden, and net financial debt, is up by 40 million Euro to between 1,390 and 1,490 million Euro, with respect to the earlier forecast.
- COVID-19 Emergency – Operations at the Italian and overseas production sites have gone ahead without interruption, demonstrating the effectiveness of measures adopted and resilience in counteracting the pandemic emergency. ERG has expressed its willingness to make available space and resources for the vaccination of any staff members who so request on a voluntary basis in accordance with the provisions set forth in the Italian *Protocol* issued on 6 April 2021.

**Genoa, 14 May 2021** – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Report on Operations as at 31 March 2021.

**Consolidated adjusted financial results**

Performance highlights (million Euro)	1st Quarter		
	2021	2020	Var. %
EBITDA	161	156	3%

<sup>6</sup>In order to facilitate the understanding of business performance, the financial results are shown excluding significant income components of a non-recurring nature (special items): these results are indicated using the term “adjusted”. For a definition of the indicators and reconciliation of the amounts in question, reference is made to the specific section of this Press Release “Alternative Performance Indicators”

EBIT	93	82	14%
Group net result	65	53	22%

	31/03/2021	31/12/2020	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,316	1,439	-123
Leverage <sup>7</sup>	42%	45%	

Paolo Luigi Merli, ERG's Chief Executive Officer, commented: "The year 2021 has started well, with better-than-expected results and an upturn compared to a year ago, due to the excellent performance of the hydroelectric power sector, particularly compared to the dry quarter in 2020. The heavy rainfalls during the period are reflected in the levels of our reservoirs, which continue to be above the historical average. The results posted by the Italian wind power sector were also good, compared to a weaker performance on the part of overseas wind power. Solar power was in line. Thermoelectric power, as anticipated, reflected the discontinuation of white certificates. We are seeing a strong growth in net profit also due to the lower cost of debt.

This positive start has allowed us to carry out an upward adjustment to our EBITDA forecast for the year, which is now estimated at between 490 and 510 million Euro. We are particularly pleased about the recent developments in Sweden."

### Change in the scope of business

During the period no variations in the business perimeter are reported.

Reference is made to the section "Main events occurred after the end of the quarter" for a description of changes that occurred following the close of the first quarter 2021.

### First quarter 2021

In the first quarter of 2021 **adjusted revenues** came to 280 million Euro, up by 3 million compared to the first quarter of 2020 (277 million Euro) due above all to the increase in hydroelectric power production and the upturn in Italy's unitary incentive value (from 99.0 to 109.4 €/MWh). These effects were largely offset by the lower overseas wind power output and the end of the first ten years of high performance cogeneration eligibility for the CCGT facility.

**Adjusted EBITDA**<sup>8</sup> excluding special items, at 161 million Euro, was up by 4 million compared to 156 million Euro posted in the first quarter of 2020. The variation reflects the following:

- **Wind Power (-15 million):** EBITDA, at 94 million Euro, showed a downturn compared to 2020 (109 million Euro) following the decline in result outside of Italy which, at 33 million Euro (lower than 52 million Euro for the corresponding period of 2020), reflected the poor wind conditions compared to the particularly high winds during the first quarter of 2020 (540 GWh in 2021 compared to 768 GWh in 2020), despite the upturn in the market situation. These effects were only partly compensated by the improved Italian result of 61 million Euro, compared to 57 million Euro in the first quarter of 2020, due to the increase in output (+3%) and the higher GRIN incentive value.
- **Solar Power (-1 million):** EBITDA, at 11 million Euro, was essentially in line with the first quarter of 2020 (12 million Euro) with a slight decline in volumes (41 GWh in the first quarter of 2021 compared to 45 GWh in the first quarter of 2020) largely offset by the upturn in market price scenario compared to the corresponding period in 2020.
- **Hydroelectric Power (+30 million):** EBITDA, at 54 million Euro (24 million Euro in the first quarter of 2020), showed a strong increase compared to the corresponding period a year earlier. The result reflects the notable improvement in output with respect to the first quarter of 2020 (667 GWh in the first quarter of 2021 compared to 324 GWh in the first quarter of 2020) thanks to the high resource availability in Central Italy, compared to the situation in 2020, which was well below the ten-year historical averages. The positive result also partly

<sup>7</sup> The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital

<sup>8</sup> Adjusted EBITDA is shown net of the positive effects deriving from application of IFRS 16, amounting to about 2 million Euro.

reflected the higher value of in the *GRIN* incentive. The heavy rainfall during the period caused the reservoir levels to exceed the historical average.

- **Thermoelectric Power (-9 million):** EBITDA as regards the thermoelectric power sector, at 6 million Euro, showed a downturn compared to 15 million in the first quarter of 2020, mainly following the end of high performance cogeneration eligibility for both modules of the CCGT plant, which accounted for around 6 million Euro, and the reduction in generation margins with respect to the same period in 2020, within a market scenario characterised by a significant rise in gas and CO2 prices. This result is in keeping with our expectations.

We mention that overall EBITDA reflected the hedging strategies implemented in keeping with the Group's risk policies.

**Adjusted EBIT** amounted to 93 million Euro (82 million Euro in the first quarter of 2020) after amortisation and depreciation totalling 68 million Euro, less than in the first quarter of 2020 (75 million Euro) mainly following a revision of the useful life of some assets pertaining to the hydroelectric and wind power facilities.

The **Adjusted Group net result** came to 65 million Euro, with an increase compared to the first quarter of 2020 (53 million Euro), reflecting the already mentioned improvement in operating results and the lower financial charges. Net financial charges were notably below those for the first quarter of 2020, due to the reduction in the cost of gross debt thanks to the liability management operations undertaken during the second half of 2020, following the issuance of a second Green Bond.

The **Group net result** came to 63 million Euro, with an increase over 52 million Euro in the first quarter of 2020, for the same reasons already mentioned.

**Adjusted net financial debt** stands at 1,316 million Euro, with a decrease of 123 million Euro compared to 31 December 2020 (1,439 million Euro). The change reflects above all the period's positive cash flow (156 million Euro<sup>9</sup>), partly offset by investments during the quarter (33 million Euro).

Adjusted net financial debt is shown without the effects deriving from application of IFRS 16, therefore not including the discounting of future lease fee payments corresponding to around 100 million Euro as at 31 March 2021.

## Investments

Million Euro	First quarter	
	2021	2020
Wind Power	27	54
Solar Power	0	1
Thermoelectric Power	5	5
Hydroelectric Power	1	1
Corporate	0	0
<b>Total Investments</b>	<b>33</b>	<b>61</b>

Investments carried out in the first quarter of 2021, totalling **33 million Euro** (61 million Euro in the first quarter of 2020), refer to tangible and intangible fixed assets, of which 80% in the Wind Power sector (55% in the first quarter of 2020), primarily related to the continuation of wind farm constructions in the UK (approximately 250 MW) and Poland (60 MW), 14% concerns the Thermoelectric Power sector (30% in the first quarter of 2020) following the refurbishment investments that will guarantee high performance cogeneration plant qualification for the CCGT's module 1 for a further ten years starting from the COD, scheduled during the fourth quarter of 2021. The remaining investments were allocated to minor maintenance and development projects. It is worth mentioning that in the first quarter of 2020 investments referred above all to the acquisition of wind farms in France (42 million Euro).

**Wind Power:** Investments in the first quarter of 2021 (27 million Euro) referred above all to development and

<sup>9</sup> Includes adjusted EBITDA, the change in net working capital, the payment of taxes and net financial income (expenses)



construction works concerning new wind farms in the UK (20 million Euro) and Poland (3 million Euro), the continuation of activities preparatory to Repowering and Reblading interventions (3 million Euro) on some Italian wind farms, as well as the usual maintenance operations aimed at further enhancing plant efficiency. Insofar as concerns the wind farms under construction in the UK, the stage of completion reached by the two projects in Northern Ireland, Evisagaran (47 MW) and Craiggore (24 MW), where the COD is planned for the end of 2021, has exceeded 60%, in accordance with schedule; also for the remaining wind farms in the UK (Scotland) and Poland, where the CODs are planned during 2022, the construction timelines are confirmed.

**Solar Power:** Investments in the first quarter of 2021 (0.5 million Euro) primarily concerned contracts aimed at further enhancing plant efficiency.

**Hydroelectric Power:** Investments in the first quarter of 2021 (1 million Euro) referred above all to contracts for the development of mini hydroelectric power plants, maintenance contracts and projects scheduled with regard to the seismic enhancement of infrastructures and in the area of Health, Safety and the Environment.

**Thermoelectric Power:** Investments in the first quarter of 2021 (5 million Euro) primarily referred to the revamping project concerning the steam generation facilities of the CCGT plant's module 1, which will also enable renewal of the right to accrue energy efficiency certificates starting from 1 January 2022, for a further ten years. Moreover, targeted investment projects continued aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability. The scheduled interventions also went ahead in the area of Health, Safety and the Environment.

### Operational data

Electricity sales by the ERG Group, carried out in Italy through ERG Power Generation S.p.A.'s Energy Management, refer to the electricity generated by its wind farms and its thermoelectric, hydroelectric and solar power plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

**During the first quarter of 2021**, total electricity sales amounted to 4.2 TWh (4.2 TWh in the first quarter of 2020), against a total of around 2.4 TWh produced by the Group's facilities (2.4 TWh in the corresponding period of 2020), of which about 0.5 TWh abroad and 1.9 TWh in Italy. The latter figure represents approximately 2.4% of overall domestic demand (2.1% in the first quarter of 2020).

Electricity sold wholesale includes sales on the IPEX power exchange, in both the "Day-ahead Market" (*MGP*) and the "Intraday Market" (*M*) and in the "Ancillary Services Market" (*MSD*), as well as sales to leading sector operators using the "over the counter" (OTC) platform. The latter are carried out by Energy Management with a view to developing forward contracting activities also for the purpose of hedging generation, in line with the Group's risk policies.

In the **first quarter of 2021** steam sales<sup>10</sup> carried out amounted to 285 thousand tonnes, with a reduction compared to 336 thousand tonnes during the corresponding period of 2020, due to the decrease in requests from the Priolo site.

Electricity output (GWh)	1 <sup>st</sup> quarter			
	2021	2020	Δ	Δ%
<b>Wind power output</b>	<b>1,156</b>	<b>1,366</b>	<b>-211</b>	<b>-15%</b>
- Italy	616	598	18	3%
- Overseas	540	768	-229	-30%
<b>Solar power output</b>	<b>41</b>	<b>45</b>	<b>-4</b>	<b>-8%</b>
<b>Hydroelectric power output</b>	<b>667</b>	<b>324</b>	<b>344</b>	<b>106%</b>
<b>Thermoelectric power output</b>	<b>525</b>	<b>626</b>	<b>-101</b>	<b>-16%</b>
<b>ERG Plants total output</b>	<b>2,390</b>	<b>2,361</b>	<b>29</b>	<b>1%</b>

<sup>10</sup> Steam supplied to end users net of the steam quantities withdrawn by the same and pipeline leaks.

With regard to output, in the first quarter of 2021 we particularly report:

**Wind Power:** In the first quarter of 2021 wind power electricity output totalled 1,156 GWh, with a reduction of 15% compared to the corresponding period in 2020 (1,366 GWh), due to the poorer wind conditions abroad (-30%) compared to the particularly high winds during the same period a year earlier, only partly compensated by the improved windiness in Italy (+3%).

The upturn in Italian output (+18 GWh) is associated with the better wind conditions compared to those recorded in 2020, as regards all regions with the exception of Calabria.

Outside of Italy, the downturn of 229 GWh in output due to the low winds recorded compared to the corresponding period in 2020 concerns all countries and particularly France (-109 GWh), Germany (-68 GWh) and Poland (-33 GWh).

**Solar Power:** In the first quarter of 2021 output totalled around 41 GWh, showing a slight decrease compared to the first quarter of 2020, with a related load factor of 13%.

**Hydroelectric Power:** ERG Hydro's overall output in the first quarter of 2021, totalling 667 GWh, benefited from a net unit revenue, considering the sales price of electricity on the markets, incentives during the period and other minor components, of around 95 Euro/MWh, with a decrease compared to 102 Euro/MWh in the first quarter of 2020.

**Thermoelectric Power:** Net electricity output by ERG Power during the first quarter of 2021 amounted to 525 GWh, with a downturn compared to the corresponding period in 2020 (626 GWh) in the presence of a market situation with generation margins heavily penalised by the significant rise in gas and CO2 prices, partly offset by the clean spark spread hedging strategies carried out in line with the Group's risk policies.

The net supply of steam to captive customers at the Priolo Gargallo petrochemical site amounted to 285 thousand tonnes, with an decrease compared to 336 thousand tonnes in the corresponding period of 2020.

### ***Main events during the quarter***

On **28 January 2021** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A, signed a framework agreement with ENERCON GmbH for the supply of wind turbines with a potential capacity of around 190 MW destined for repowering projects in Italy and for a greenfield project in the United Kingdom. The agreement, potentially worth 120 million Euro, in addition to the supply, also includes the transportation, installation, commissioning and maintenance envisaged during the initial phase of the wind turbines' life cycle. (Press Release dated 28 January 2021)

On **28 January 2021** the redemption option was exercised in respect of all the remaining Notes issued on 19 July 2017, for an aggregate principal amount of Euro 25,000,000. (Press Release dated 28 January 2021)

### ***Main events occurred after the end of the quarter***

On **14 April 2021** ERG obtained Single Authorisations in connection with the Repowering project for four wind farms - Mineo, Militello, Vizzini and Monreale/Partinico – located in the region of Sicily.

On **21 April 2021** ERG joined the "S&P Global Clean Energy Index", Standard & Poor's stock exchange index comprising 82 leading green energy producing businesses at international level with high ESG standards. Inclusion by S&P in the Global Clean Energy index – with a weight of 0.34% - represents another major recognition of ERG's ongoing commitment to both the development of a RES portfolio consistent with the fight against climate change and the creation of a sustainable growth model that views ESG issues as an essential element of the value chain. (Press Release dated 21.04.2021)

On **26 April 2021** the Shareholders' Meeting of ERG S.p.A. approved the 2020 Annual Financial Statements, resolving to pay a dividend of Euro 0.75 per share, appointed the new Board of Directors and confirmed Edoardo Garrone as Chairman. The Board of Directors, having met on the same date, confirmed Alessandro Garrone as Executive Deputy Chairman, Giovanni Mondini as Deputy Chairman and appointed as the new Chief Executive Officer Paolo Luigi Merli, who therefore tendered his resignation from both the office of General Manager, which he previously held with the title of "Corporate General Manager & CFO", and the office of Manager responsible for preparing the Company's financial reports. The Board of Directors then appointed as the Manager responsible

for preparing the Company's financial reports Michele Pedemonte, in his role as Chief Financial Officer, who will be in charge of performing the said role starting this year, with regard to the information and accounting and financial documents relating to FY2021.

On **27 April 2021** ERG and Renergetica, a company active on the international market in the development of renewable energy projects and listed on the AIM Italia market managed by Borsa Italiana, signed an agreement for co-development in the Spanish market on Greenfield projects in the solar and wind power sectors, for a total of around 100 MW per year. Renergetica will also support ERG in the acquisition of "Ready-to-Build" and "in Operation" projects. (Press Release dated 27.04.2021)

On **10 May 2021** ERG, through its Swedish holding company, finalised the acquisition from the BayWa r.e. Group of permits for the construction of a 62 MW wind farm in Southern Sweden. Construction of the wind farm should commence by the middle of this year and the coming on stream is expected to take place by the end of 2022. The overall investment amounts to 99 million Euro, including both the building permits and the construction costs. (Press Release dated 10.05.2021)

### **Business outlook**

The expected outlook for the main operating and performance indicators in 2021 is as follows.

#### **Wind Power**

ERG is continuing to pursue its strategy of international development in Wind and in the programme for the Repowering of its own wind farms in Italy, regarding which 3 authorisations have been obtained. EBITDA for Italy is expected to grow compared to 2020 due to the higher volumes and expected increase in sales prices. Outside of Italy, a downturn in the result is anticipated compared to 2020 due to the less favourable wind conditions compared to the particularly high winds recorded in 2020 and following the exit from the incentive system of approximately 76 MW in France, albeit partially offset by the higher contribution expected from the Eastern European wind farms and the coming on stream at the end of the year of the first wind farms currently under construction in the United Kingdom.

Overall EBITDA is expected to show a slight upturn compared to the previous year.

#### **Solar Power**

In 2021, ERG will continue to benefit from certain synergies associated with optimisation of the Energy Management portfolio and the insourcing of some activities previously carried out by third parties, capitalising its own industrial competencies in the operating consolidation of the managed assets. EBITDA for FY2021 is expected to be in line with 2020.

#### **Hydroelectric Power**

In consideration of the high water availability recorded in the first few months of the year, we expect to see estimated volumes in excess of the ten-year statistical average and above the very low volumes in 2020, thanks also to the significant quantity of water that has accumulated in the reservoirs; this higher volume forecast will be accompanied by the optimisation of Energy Management output on the energy markets. The result will also benefit from both the expected upturn in sales prices and a higher incentive price.

Therefore, EBITDA is expected to increase sharply compared to the values for 2020.

#### **Thermoelectric Power**

The forecast of the 2021 result will reflect above all the complete exit from the first period of High Efficiency Cogeneration (*CAR*) and the upturn in GAS and CO2 prices observed during the first quarter, which was not fully compensated by electricity prices. The shutdown of the combined cycle plant, scheduled during the year, will be dedicated to investments aimed at refurbishing the plant's module 1 in order to benefit from the production of energy efficiency certificates starting from 2022.

EBITDA is expected to show a definite downturn compared to 2020.

For FY2021, we are therefore carrying out an upward adjustment of our consolidated EBITDA guidance, estimating an overall result within a range of between 490 and 510 million Euro compared to the previous range of 480-500 million Euro (481 million Euro in 2020), thanks to the forecast increase in production volumes particularly in the Hydroelectric power sector and the anticipated improvement in sales prices. These effects are partly offset by Overseas Wind power production due to the expected less favourable wind conditions.

The capital expenditure for 2021 has been revised to within a range of 285 to 325 million Euro, with an increase compared to our earlier indication of 235-275 million (156 million Euro in 2020) following the recent acquisition of a ready-to-build project in Sweden. This wind power project has an Enterprise Value of 99 million Euro, with an expected COD by the end of 2022 and installed capacity of 62MW.

Net financial debt at the end of 2021, reflecting the said variations in terms of EBITDA and investments, is expected to be within a range of between 1.39 and 1.49 billion Euro, with an upturn compared to the previous range of 1.35-1.45 (1.44 billion Euro in 2020).

### **Additional information**

The Board of Directors, following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors, has defined the conditions required for implementation of the 2021-2023 Long-Term Incentive Plan, as approved by the Board of Directors on 11 March 2021, again following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors, and by the Shareholders' Meeting on 26 April 2021 pursuant to Article 114-*bis* of the Consolidated Finance Act. In this connection, reference is made to the description provided, for the purposes of the Shareholders' Meeting on 26 April 2021, in the Information Document drawn up in accordance with Article 114-*bis* of the Consolidated Finance Act and in the report on the remuneration policy and the fees paid in accordance with Article 123-*ter* of the Consolidated Finance Act, both of which are available on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)). The Company will provide the market with information concerning the 2021-2023 Long-Term Incentive Plan when making the disclosures set forth by Article 84-*bis*, paragraph 5 of the Issuers' Regulations.

The Board of Directors – following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors – in keeping with the Company's current Remuneration Policy, has determined the remuneration of the Chairman, the Executive Deputy Chairman and the Deputy Chairman, for FY2021, the Chief Executive Officer for the three-year period 2021-2023 and the members of the Strategic Committee who are not employees of the Group and do not hold offices within the Board of Directors, for FY2021. This decision took account of the proposal made by the Executive Deputy Chairman, unanimously subscribed to by the other directors vested with offices and accepted by the Board of Directors, to reduce by 18% the amount of remunerations associated with powers and/or offices conferred by the Board of Directors, with respect to the benchmark panel (as envisaged in the Company's current Remuneration Policy), as a spontaneous action to convey genuine participation in the difficulties being experienced by the community as a result of the pandemic and, more generally, to reduce the "salary gap" with respect to the average cost to the company of the workforce. The sums deriving from the said reduction will be reinvested, under the Company's investment policies, in team management and the Group's talent pools, reskilling of resources and the inclusion of young high-school and university graduates through agreements with schools and universities.

The Board of Directors, as part of the process to bring the Company into line with the provisions of the Corporate Governance Code promoted by Borsa Italiana, has adopted a policy for managing the dialogue with shareholders and investors in general and a regulation aimed, *inter alia*, at governing (i) the rules for the working of the said body and its committees, the modalities for taking meeting minutes and the procedures for handling disclosures to the directors; (ii) the "quantitative" and "qualitative" criteria to be used when evaluating the independence of members of the Board of Directors and the Board of Statutory Auditors, the relevance or otherwise of possible relations maintained by the same with the Company or with other related parties; (iii) the maximum number of offices in the management or control bodies of other relevant companies that can be considered compatible with an efficient performance of the office of Director and (iv) the Chief Executive Officer succession plan.

The Board of Directors, with the approval of the Control, Risk and Sustainability Committee, has updated the list of Managers with strategic responsibilities, in keeping with the new organisational structure and with the 2021-2025 Business Plan, effective immediately, as well as the Procedure for Related Party Transactions, with a view to implementing the provisions set forth in Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and CONSOB resolution no. 21624 dated 10 December 2020, with effect from 1 July 2021. The Board of Statutory Auditors has acknowledged the compliance of the aforesaid updates with the provisions laid down in the Rules governing related party transactions.

*In reference to the estimates and forecasts contained in this section, we point out that actual results may differ even significantly from the announced results due to a multitude of factors, including: future trends in prices, the operating performance of plants, conditions pertaining to wind, water availability and irradiation, the impact of regulations for the oil and*

*energy industry and the environment, the effects of the Covid-19 pandemic and other changes in business conditions and in the action of the competition.*

*The layout of the accounting schedules corresponds to the format used in the Report on Operations. Appropriate explanatory notes illustrate the adjusted results.*

*Pursuant to Article 154-bis, paragraph 2 of the Consolidated Finance Act, the manager responsible for preparing the company's financial reports, Michele Pedemonte, declares that the accounting information contained in this press release corresponds to the accounting documents, books and records.*

*The results for the first quarter will be illustrated to analysts and investors today at 14:30 (CEST), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); the presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minutes before the conference call.*

*This press release, issued on 14 May 2021, is available to the public on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)). The Interim Report on Operations at 31 March 2021 is available to the public at the Company's registered office at via De Marini 1, Genoa, on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

#### **Contacts:**

**Anna Cavallarín** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 mob. + 39 3393985139 – [acavallarín@erg.eu](mailto:acavallarín@erg.eu)

**Emanuela Delucchi** - Chief ESG, IR & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu)

**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## **Financial statements and Alternative Performance Indicators**

### **Alternative Performance Indicators (APIs) and Adjusted results**

*Certain Alternative Performance Indicators (APIs) are used in this document, which differ from the financial indicators expressly set forth by the IAS/IFRS adopted by the Group.*

*These alternative indicators are utilised by the Group with a view to facilitating the disclosure of information on its business performance as well as its net financial debt.*

*Lastly we mention that, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are also shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "**Adjusted results**".*

*For a definition of the indicators and reconciliation of the amounts involved, reference is made to the information provided in the specific "Alternative Performance Indicators" section.*



## Performance highlights

Year 2020	(EUR million) Key economic data	1st quarter	
		2021	2020
974	Revenues Adjusted <sup>(1)</sup>	280	277
<b>481</b>	<b>EBITDA adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>161</b>	<b>156</b>
<b>183</b>	<b>EBIT adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>93</b>	<b>82</b>
110	Net Profit	63	52
108	of which profit attributable to owners of the parent	63	52
<b>106</b>	<b>Adjusted Net profit attributable to owners of the parent <sup>(1)</sup></b>	<b>65</b>	<b>53</b>
<b>Key financial data</b>			
<b>3,209</b>	<b>Net adjusted invested capital <sup>(2)</sup></b>	<b>3,148</b>	<b>3,255</b>
1,770	Shareholders' Equity Adjusted	1,832	1,839
1,439	Total net financial indebtedness <sup>(2)</sup>	1,316	1,415
417	of which non-recourse Project Financing <sup>(3)</sup>	409	831
45%	Financial leverage adjusted	42%	43%
<b>49%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>57%</b>	<b>56%</b>
<b>Operating data</b>			
<b>1,967</b>	<b>Installed capacity of wind farms at the end of the period</b>	<i>MW</i>	<b>1,967</b>
3,911	Electric power generation from wind farms	<i>KWh million</i>	1,156
<b>480</b>	<b>Installed capacity of thermoelectric plants</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>
2,441	Electric power generation from thermoelectric plants	<i>KWh million</i>	525
<b>527</b>	<b>Installed capacity of hydroelectric plants at the end of the period</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>
1,097	Electric power generation from hydroelectric plants	<i>KWh million</i>	667
<b>141</b>	<b>Installed capacity of solar plants at the end of the period</b>	<i>MW</i>	<b>141</b>
228	Electric power generation from solar plants	<i>KWh million</i>	41
<b>14,897</b>	<b>Total sales of electric power</b>	<i>KWh million</i>	<b>4,223</b>
156	Capital expenditure <sup>(4)</sup>	<i>EUR million</i>	33
<b>784</b>	<b>Employees at period end</b>	<i>Units</i>	<b>798</b>
<b>Net unit revenues <sup>(5)</sup></b>			
119	Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	119
96	Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	93
89	Wind France	<i>Euro/MWh</i>	89
78	Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	83
66	Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	77
56	Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	77
n.a.	Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.
315	Solar	<i>Euro/MWh</i>	323
109	Hydroelectric	<i>Euro/MWh</i>	95
35	Thermoelectric	<i>Euro/MWh</i>	25

<sup>(6)</sup> Does not include special items and related applicable theoretical taxes.

<sup>(7)</sup> Adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16 therefore excluding the recognition of assets and the discounting of future lease payments of approximately EUR 100 million from net financial indebtedness and approximately EUR 97 million from net invested capital.

<sup>(8)</sup> Including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates.

<sup>(9)</sup> In property, plant and equipment and intangible assets. In first quarter 2020 it included M&A investments of EUR 44 million for the acquisition of wind farms in France (EUR 42 million) and a project for the construction of a wind farm in Poland (EUR 2 million).

<sup>(10)</sup> Net unit revenue is expressed in EUR/MWh and is calculated by dividing the technology output by the revenue achieved on energy markets, inclusive of the impact of hedges, of any incentives due and the relative variable costs associated with generation/sale including, for example, the cost of fuel and imbalance costs.

## Performance by sector

Year 2020	(EUR million) Adjusted revenues	1st quarter		Δ
		2021	2020	
402	Wind power	121	140	(18)
73	Solar	13	14	(1)
118	Hydroelectric power	63	33	30
381	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	83	91	(8)
36	Corporate	9	9	0
(36)	Intra-segment revenues	(9)	(9)	(0)
<b>974</b>	<b>Total adjusted revenues</b>	<b>280</b>	<b>277</b>	<b>3</b>
	<b>Adjusted EBITDA</b>			
282	Wind power	94	109	(15)
66	Solar	11	12	(1)
81	Hydroelectric power	54	24	30
67	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	6	15	(9)
(15)	Corporate	(4)	(4)	(0)
<b>481</b>	<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>161</b>	<b>156</b>	<b>4</b>
	<b>Amortisation, depreciation and write-downs</b>			
(165)	Wind power	(38)	(42)	4
(42)	Solar	(10)	(10)	0
(57)	Hydroelectric power	(11)	(14)	4
(30)	Thermoelectric power	(7)	(7)	0
(4)	Corporate	(1)	(1)	(0)
<b>(298)</b>	<b>Amortisation and depreciation adjusted</b>	<b>(68)</b>	<b>(75)</b>	<b>7</b>
	<b>Adjusted EBIT</b>			
118	Wind power	55	67	(11)
23	Solar	1	2	(1)
24	Hydroelectric power	43	9	33
37	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	(2)	8	(9)
(19)	Corporate	(5)	(4)	(0)
<b>183</b>	<b>Adjusted EBIT</b>	<b>93</b>	<b>82</b>	<b>12</b>
	<b>Investments <sup>(2)</sup></b>			
127	Wind power	27	54	(27)
2	Solar	0	1	(0)
6	Hydroelectric power	1	1	0
18	Thermoelectric power	5	5	(1)
2	Corporate	0	0	(0)
<b>156</b>	<b>Total investments</b>	<b>33</b>	<b>61</b>	<b>(28)</b>

<sup>(3)</sup> Includes the residual contribution from minor portfolios managed by Energy Management not attributable to individual business units. With regard to revenues, the share for the resale of electricity purchased from the market was approximately EUR 15 million (EUR 13 million in 2020).

<sup>(4)</sup> Includes investments in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments.

## Adjusted Income Statement

To enhance understandability of the Group's performance, the operating results are shown in this section excluding impacts relating to the adoption of IFRS 9 and of special items, and with the reclassification for IFRS 16. For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the Alternative Performance Indicators section below.

(EUR million)

Adjusted Income Statement	1st quarter		
	2021	2020	Δ
Revenue	280	277	3
Other revenue	1	7	(6)
<b>TOTAL REVENUE</b>	<b>281</b>	<b>284</b>	<b>(2)</b>
Costs for purchase and changes in inventory	(66)	(71)	5
Costs for services and other operating costs	(39)	(41)	2
Personnel Expense	(17)	(16)	(1)
<b>EBITDA</b>	<b>161</b>	<b>156</b>	<b>4</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(68)	(75)	7
<b>EBIT</b>	<b>93</b>	<b>82</b>	<b>12</b>
Net financial income (expenses)	(8)	(13)	6
Net income (loss) from equity investments	0	0	(0)
<b>Profit before taxes</b>	<b>85</b>	<b>68</b>	<b>17</b>
Income taxes	(21)	(15)	(6)
<b>Profit for the period</b>	<b>65</b>	<b>53</b>	<b>12</b>
Minority interests	0	0	0
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>65</b>	<b>53</b>	<b>12</b>

## Adjusted Statement of Financial Position

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, used in the preparation of the annual financial report, highlighting the **uses** of resources in non-current assets and in working capital and the related funding **sources**. For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section below.

The *adjusted* values at 31 March 2021 do not include the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 100 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 97 million.

31/03/2020	Adjusted Statement of Financial Position	31/03/2021	31/12/2020
	(EUR million)		
3,400	Non current assets	3,227	3,262
174	Net working capital	135	152
(5)	Provisions for employee benefits	(5)	(5)
206	Other assets	234	213
(519)	Other liabilities	(442)	(412)
<b>3,255</b>	<b>Net invested capital</b>	<b>3,148</b>	<b>3,209</b>
1,828	Group Shareholders' Equity	1,823	1,760
11	Non-controlling interests	10	10
1,415	Net financial indebtedness	1,316	1,439
<b>3,255</b>	<b>Equity and financial debt</b>	<b>3,148</b>	<b>3,209</b>

## Cash Flow

Year 2020	(EUR million)	1st quarter	
		2021	2020
481	Adjusted EBITDA	161	156
(41)	Change in net working capital	3	(30)
<b>440</b>	<b>Cash Flow from operations</b>	<b>163</b>	<b>126</b>
(111)	Investments in property, plant and equipment and intangible assets	(33)	(17)
(44)	Company acquisitions (business combinations)	-	(44)
(0)	Capital expenditure in financial non-current assets	-	(0)
(0)	Divestments and other changes	3	(0)
<b>(156)</b>	<b>Cash Flow from investments/divestments</b>	<b>(30)</b>	<b>(62)</b>
(47)	Financial income (expense)	(8)	(13)
(24)	Closure of loans	(1)	-
0	Net gains (losses) on equity investment	0	0
<b>(71)</b>	<b>Cash Flow from financial management</b>	<b>(9)</b>	<b>(13)</b>
<b>(25)</b>	<b>Cash Flow from tax management</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
(115)	Distribution of dividends	-	-
(35)	Other changes in equity	1	10
<b>(150)</b>	<b>Cash Flow from Shareholders'equity</b>	<b>1</b>	<b>10</b>
-	<b>Change in the consolidation scope</b>	-	-
<b>1,476</b>	<b>Opening net financial indebtedness</b>	<b>1,439</b>	<b>1,476</b>
(37)	<i>Change in the period</i>	(123)	(61)
<b>1,439</b>	<b>Closing net financial indebtedness</b>	<b>1,316</b>	<b>1,415</b>

---

## ALTERNATIVE PERFORMANCE INDICATORS

### Definitions

On 3 December 2015 CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators (APIs) in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 – 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility.

Some of the APIs used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group.

These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results".

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable standards, the method used by the Group to determine these indicators may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Definitions of the APIs used by the Group and a reconciliation with the items of the Financial Statements templates adopted are as follows:

- **Adjusted revenue** is revenue, as indicated in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items);
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment" to the net operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements;
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **Adjusted EBIT** is the net operating profit, explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment;
- The **Adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax;
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items), and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application, net of the related tax effects;
- **Investments** are the sum of investments in property, plant and equipment and intangible assets;
- **Net operating working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital** is the sum of Non-current assets, Net operating working capital, Liabilities related to Post-employment benefits, Other assets and Other liabilities;
- **Adjusted net invested capital** is Net invested capital, as defined above, with the exclusion of the impact relative to the application of IFRS 16 mainly linked to the increase in right-of-use assets;
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with CONSOB communication no. 15519/2006, also including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments.
- **Adjusted net financial indebtedness** is the net financial indebtedness, as defined above, net of the liability linked to the discounting of future lease payments, following the application of IFRS 16.
- **Financial leverage** is calculated by comparing the adjusted net financial indebtedness (including Project Financing)

to the adjusted net invested capital.

- **Special items** include significant special income components of an extraordinary nature. These include:
  - income and expenses connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do not frequently re-occur over the normal course of business;
  - income and expenses related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
  - capital gains and losses linked to the disposal of assets;
  - significant impairment losses recognised on assets following impairment tests;
  - income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.

#### **COVID-19 emergency**

There are no items related to the COVID-19 emergency in the first quarter 2021; in the same period of the previous year the donation made by the Group, equal to EUR 2 million, was isolated as a special item

#### **IFRS 16**

In application of IFRS 16, the Group, as lessee, has recognised a liability for leases and right-of-use assets related mainly to the Wind business and to the relative use of land, warehouses, buildings, equipment, substations and machine inventory.

The application of the standard as from 1 January 2019 has changed the presentation in the income statement of costs for operating leases: these costs are now recognised as amortisation of the right-of-use asset and as financial expense correlated to the liability linked to the discounting of future lease payments.

Previously, the Group recognised costs for operating leases on a straight-line basis over the lease term, essentially when the relative lease payments were made.

The application of IFRS 16 has therefore led to:

- an improvement in gross operating profit (EBITDA) in respect of the lease payments that fall within the scope of IFRS 16, of approximately EUR 2 million;
- an increase (approximately EUR 100 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 97 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation (EUR 1 million) and greater financial expense (EUR 1 million) linked to the application of the above-mentioned method.

Based on the above, and given the typical nature of the item, in order to best present the business profitability, it has been deemed opportune to recognise, in the adjusted Income Statement, the amortisation of the right-of-use assets during the period and the financial expense on the IFRS 16 payable within the adjusted EBITDA, by way of a reasonable estimate of the lease costs in accordance with the financial expression (periodic instalment) of the same. Similarly, the adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the liability linked to the discounting of future lease payments. For the reconciliation of the above-mentioned amounts, reference is made to the “Alternative Performance Indicators” section.



## Reconciliation with adjusted operating results

Year 2020	EBITDA (Euro million)	1st quarter	
		2021	2020
468.4	<b>EBITDA</b>	<b>163.1</b>	<b>156.5</b>
	<b>Special items exclusion</b>		
	<i>Corporate</i>		
2.5	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations <sup>(1)</sup>	-	0.4
(1.1)	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	(0.3)	(0.3)
2.0	- Reversal of COVID-19 donation <sup>(3)</sup>	-	2.0
1.1	- Reversal for release of provision for disposed businesses <sup>(4)</sup>	-	-
	<b>Thermoelectric</b>		
(1.2)	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	(0.3)	(0.3)
	<b>Hydroelectric</b>		
(0.2)	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	(0.0)	(0.0)
15.8	- Reversal of allocation to provision for Local Entities <sup>(5)</sup>	-	-
	<b>Solar</b>		
(0.4)	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	(0.1)	(0.1)
0.2	- Reversal of allocation to provision for Local Entities <sup>(5)</sup>	-	-
	<b>Wind</b>		
(7.4)	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	(1.7)	(1.8)
1.1	- Reversal of allocation to provision for Local Entities <sup>(5)</sup>	-	-
<b>480.8</b>	<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>160.8</b>	<b>156.3</b>
Year 2020	Amortisation, depreciation and impairment losses (Euro million)	1st quarter	
		2021	2020
(313.3)	<b>Amortisation and depreciation and impairment losses</b>	<b>(69.1)</b>	<b>(76.8)</b>
	<b>Special items exclusion</b>		
6.5	- IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	1.4	1.9
9.3	- Reversal write-down of plants in Germany <sup>(6)</sup>	-	-
<b>(297.5)</b>	<b>Adjusted depreciation and amortisation</b>	<b>(67.6)</b>	<b>(74.8)</b>
Year 2020	Profit attributable to owners of the parent (Euro million)	1st quarter	
		2021	2020
107.9	<b>Profit attributable to owners of the parent</b>	<b>63.5</b>	<b>52.4</b>
	<b>Special items exclusion</b>		
0.0	IFRS 16 reclassification <sup>(2)</sup>	0.0	0.2
1.8	Exclusion of the impact of the COVID-19 donation <sup>(3)</sup>	-	1.5
30.4	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments <sup>(7)</sup>	0.9	-
2.4	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions <sup>(1)</sup>	-	0.4
(0.6)	Exclusion of IRAP 2019 balance - Decreto Rilancio <sup>(8)</sup>	-	-
(57.0)	Exclusion of deferred taxes on goodwill exemption Solar and alignment Hydro plants <sup>(9)</sup>	-	-
1.0	Exclusion of expenses related to disposed Businesses <sup>(4)</sup>	-	(0.0)
13.8	Exclusion of expenses related to allocations to Local Entities provisions <sup>(5)</sup>	-	-
6.6	Exclusion of write-down of plants in Germany <sup>(6)</sup>	-	-
(0.5)	Exclusion impact gains/losses on IFRS 9 <sup>(10)</sup>	0.6	(1.1)
<b>105.8</b>	<b>Adjusted profit attributable to the owners of the parent</b>	<b>65.0</b>	<b>53.4</b>

1. Ancillary charges pertaining to other non-recurring transactions and to the acquisitions that took place in 2020 in relation to operational wind farms in France.
2. Reclassification for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous paragraph.
3. Donation approved in the first quarter of 2020.
4. Allocations related to the Provision for Businesses disposed of by the Group.
5. Allocations to provisions for institutional risks against charges related to fees to be paid to Local Entities for public concessions (equal to EUR 17 million in 2020).
6. Impairment losses recognised on some wind farms in Germany following the Impairment Test procedure on the 2020 Financial Statements.
7. Financial expenses correlated to the early closure of Corporate and project financing loans as part of Liability Management activities concurrently with the placement of the second Green Bond in 2020.
8. Reversal of the IRAP benefit deriving from the “Decreto Rilancio”, which introduced the cancellation of the payment of the IRAP balance for the 2019 tax period.
9. Exclusion of the positive effect related to the release of deferred taxation on the revaluation of hydroelectric plants and the exemption on capital gains related to the Andromeda (Solar) Business Combination in 2019.
10. The Group renegotiated a number of loans during the year. IFRS 9 does not allow for the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability: this resulted in net gains of approximately EUR 1 million being accounted for in the first quarter 2021. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial expense related to the debt service payment, deferring the recognition of benefits of the renegotiation over the remaining term of the liability and not recognising them all in one immediate entry at the time of the amendment. The adjustment commented herein relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.