



SPAFID
CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-7-2022	Data/Ora Ricezione 15 Marzo 2022 07:32:24	Euronext Milan
---	---	----------------

Societa' : ERG

Identificativo : 158476

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : 1.1; REGEM; 3.1

Data/Ora Ricezione : 15 Marzo 2022 07:32:24

Data/Ora Inizio : 15 Marzo 2022 07:32:25

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il bilancio consolidato, il
progetto di bilancio e la DNF al 31/12/2021

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31.12.2021
Approvata la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario
Proposto un dividendo di 0,90 Euro per azione

Anno 2021

MOL consolidato a valori adjusted¹: 580 milioni di Euro, 481 milioni nel 2020
Risultato netto di Gruppo a valori adjusted: 202 milioni di Euro, 106 milioni nel 2020

Quarto trimestre 2021

MOL consolidato a valori adjusted: 180 milioni di Euro, 119 milioni nel 4° Trimestre 2020
Risultato netto di Gruppo adjusted: 72 milioni di Euro, 27 milioni nel 4° Trimestre 2020

- **Risultati 2021** – In aumento il margine operativo lordo *adjusted* che si attesta oltre il range di *guidance*, grazie al significativo incremento dei volumi nell'eolico e nell'idroelettrico in Italia in un contesto di scenario prezzi favorevole e al contributo dei nuovi parchi all'estero. Utile netto in sensibile aumento grazie anche a minori ammortamenti, per l'allungamento della vita utile di taluni assets, e minori oneri finanziari.
- **Portafoglio asset e vendite** – La capacità installata nell'eolico e nel solare **segna una crescita di 309 MW**, di cui 80 nel solare, distribuiti tra Francia, Germania e Regno Unito. Nel corso dell'anno il Gruppo ha fatto il suo ingresso in Svezia, con un parco di 62MW attualmente in costruzione, e in Spagna con l'acquisizione di 92MW di solare, entrati nell'area di consolidamento ad inizio 2022. Deciso avanzamento anche per i progetti di Repowering e *greenfield* in Italia con l'aggiudicazione di 240 MW nelle aste FER. Nel corso dell'anno sono stati contrattualizzati PPA per circa 0.7 TWh. Spinta all'innovazione attraverso l'aggiudicazione di 22 MW nell'asta del capacity market per due progetti di storage elettrochimico.
- **Quadruplicati gli investimenti** – 648 milioni di euro nel 2021 contro i 156 del 2020 destinati in particolare all'acquisizione di parchi eolici e solari all'estero, alla costruzione di parchi eolici in UK, Polonia e Francia e all'avvio delle attività di Repowering e greenfield di nuova capacità eolica in Italia.
- **Asset Rotation** – Con la cessione degli asset idroelettrici e la sottoscrizione dell'accordo per la vendita dell'asset termoelettrico a Enel Produzione, ERG si avvia a completare la propria trasformazione di business in un modello puro "Wind & Solar" e prosegue nel percorso di decarbonizzazione previsto dal piano ESG.
- **ESG** - Premiata la strategia sostenibile di ERG, sempre più parte integrante del modello di business, attraverso *upgrade* e conferme nei rating internazionali. Approvata la Dichiarazione Consolidata non finanziaria e pubblicato oggi l'Executive Summary riepilogativo del nostro approccio alla Sostenibilità.
- **Guidance**: Per il 2022 si stima un margine operativo lordo (non più inclusivo del risultato del termoelettrico in corso di cessione) nell'intervallo compreso tra **400 e 430** milioni, gli investimenti sono previsti nel range compreso tra **420 e 480** milioni. L'indebitamento finanziario netto è atteso tra **750 e 850** milioni (2.051 milioni a fine 2021), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,90 euro per azione.
- **Dividendo**: Approvato incremento del dividendo 2022 da 0,75 a 0,90.

¹ 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 "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance"

Genova, 15 marzo 2022 - Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il progetto di bilancio al 31 dicembre 2021, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti e il piano Industriale e Piano ESG 2022-2026.

Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2021	2020	Var. %		2021	2020	Var. %
180	119	52%	MOL	580	481	21%
107	45	140%	Risultato operativo netto	304	183	66%
72	27	166%	Risultato netto di Gruppo	202	106	91%

	31.12.21	31.12.20	Variazione
Posizione Finanziaria Netta (milioni di Euro)	2.051	1.439	612
Leverage²	57%	45%	

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: **“Il 2021 è stato un anno caratterizzato dal perdurare della pandemia e dall’avvio di una crisi energetica con rincari dei prezzi senza precedenti. In questo contesto il Gruppo ha saputo dare prova di resilienza, solidità finanziaria e forte capacità di esecuzione nel portare avanti, in largo anticipo, i propri piani di trasformazione e crescita. I risultati del 2021 sono stati decisamente positivi grazie a maggiori volumi e prezzi nonché agli enormi sforzi compiuti, con investimenti quadruplicati rispetto all’anno precedente e superiori al margine operativo lordo di 580 milioni. L’utile netto in sensibile aumento a 202 milioni di euro riflette anche minori ammortamenti e oneri finanziari. Con il pieno contributo dei nuovi impianti eolici e solari e sulla base del nuovo perimetro, senza Hydro e CCGT, per il 2022 stimiamo un margine operativo lordo nell’intervallo compreso tra 400 e 430 milioni, investimenti nel range tra 420 e 480 milioni ed un indebitamento finanziario netto in forte calo nell’intervallo atteso tra 750 e 850 milioni. Tali condizioni ci hanno permesso di proporre un dividendo di 0,90 Euro per azione”.**

Il Consiglio di Amministrazione propone all’Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 26 aprile 2022 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 27 aprile 2022 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,90 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 25 maggio 2022 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 23 maggio 2022 (ex date) e record date il 24 maggio 2022.

Al fine di ridurre al minimo i rischi connessi all’emergenza sanitaria ed epidemiologica da COVID-19 in corso, il Consiglio di Amministrazione ha deciso che ai fini della convocazione dell’Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti si avvarrà della facoltà introdotta dal Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, recante *“Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all’emergenza epidemiologica da COVID-19”* (convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 e come da ultimo modificato dall’art. 3, comma 1, del Decreto Legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito, con modificazioni, dalla Legge 25 febbraio 2022, n. 15), prevedendo che (i) gli Azionisti possano intervenire in Assemblea esclusivamente tramite il Rappresentante Designato; (ii) gli organi di amministrazione e controllo della Società, nonché, il Rappresentante Designato possano intervenire in Assemblea mediante mezzi di telecomunicazione che garantiscano l’identificazione dei partecipanti, la loro partecipazione e l’esercizio del diritto di voto, senza in ogni caso la necessità che si trovino nel medesimo luogo il Presidente ed il segretario verbalizzante.

² Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto.

Variazione perimetro di business nel 2021

- **Eolico - Svezia**

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, i permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia.

Il progetto prevede l'installazione di 10 turbine Siemens Gamesa da 6.2 MW di ultimissima generazione la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3.400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre 2021 e l'entrata in esercizio è prevista 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.

BayWa r.e supporterà ERG durante tutta la fase di costruzione fino alla messa in esercizio dell'impianto.

- **Eolico, Solare – Francia**

In data **24 giugno 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW. L'entrata media in esercizio del portafoglio è il 2017, gli impianti beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2034. La produzione totale stimata annua è di 174 GWh, pari a oltre 2400 ore equivalenti per gli asset eolici e oltre 1200 ore equivalenti per quelli fotovoltaici e corrispondenti a 95 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.

Il valore dell'operazione in termini di equity value è di 45 milioni di euro. L'Ebitda medio atteso è di circa 11 milioni di euro e la posizione finanziaria netta a fine 2020 di 101 milioni di euro.

- **Eolico, Solare – Francia e Germania**

In data **1° ottobre 2021** e **28 ottobre 2021** ERG, tramite le proprie controllate ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile *in operation* di 152,4 MW in Francia ed in Germania.

Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW.

Gli impianti sono entrati in esercizio tra il 2013 ed il 2015, beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2032 ed hanno una produzione totale annua stimata di 273 GWh, pari a circa 2.100 ore equivalenti per gli asset eolici e circa 1.300 ore equivalenti per quelli fotovoltaici, corrispondenti a 150 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di 202 milioni di euro.

- **Idroelettrico**

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato l'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021.

Quarto trimestre 2021

Risultati finanziari consolidati

Nel quarto trimestre 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 443 milioni, in aumento di 189 milioni rispetto al quarto trimestre 2020 (253 milioni) principalmente a seguito della maggior ventosità Italia, dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia associato al maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh) e del contributo della maggiore capacità installata in Francia e Germania. Questi effetti sono stati in parte compensati dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 180 milioni, in aumento di 61 milioni rispetto ai 119 milioni registrati nel quarto trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (+70 milioni): margine operativo lordo pari a 145 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (74 milioni) principalmente per effetto del maggior risultato in Italia, pari a 98 milioni (41 milioni nel quarto

trimestre 2020), grazie all'elevata ventosità riscontrata rispetto ai valori del quarto trimestre 2020 (625 GWh del quarto trimestre 2021 rispetto ai 486 GWh dell'analogo periodo 2020), al maggior valore dell'incentivo GRIN e al miglior scenario di mercato rispetto a quello particolarmente depresso del 2020. Il margine operativo all'estero, pari a 47 milioni, è in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (34 milioni) principalmente per effetto del consolidamento dei parchi eolici in Francia e Germania (+6 milioni) e dei maggiori volumi in Est Europa.

Solare (+1 milione): il margine operativo lordo, pari a 9 milioni, risulta lievemente in aumento rispetto al quarto trimestre 2020 (8 milioni) con volumi inferiori in Italia (30 GWh nel quarto trimestre 2021 rispetto ai 32 GWh del quarto trimestre 2020) compensato dall'effetto perimetro di 1 milione (15 GWh) derivante dal consolidamento di nove parchi solari in Francia.

Idroelettrico (+11 milioni): margine operativo lordo di 34 milioni (23 milioni nel quarto trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente per effetto del miglior scenario di mercato, nonostante le produzioni lievemente inferiori rispetto al quarto trimestre 2020 (314 GWh rispetto ai 319 GWh del quarto trimestre 2020) per effetto di minore disponibilità di risorsa negli ultimi mesi dell'anno.

Termoelettrico (-18 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, negativo e pari a -2 milioni (16 milioni nel quarto trimestre 2020) risente sia del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento che di uno scenario particolarmente sfavorevole per il significativo e repentino aumento dei prezzi di gas e CO₂, solo in parte mitigato dalle operazioni di copertura. I risultati risentono della fermata generale del Modulo 1, avviata inizio settembre e conclusasi nei primi giorni di dicembre, finalizzata al revamping dello stesso che permetterà di beneficiare dei certificati bianchi per i successivi 10 anni dal riavvio del modulo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 107 milioni (45 milioni nel quarto trimestre 2020) dopo ammortamenti per 72 milioni in decremento rispetto al quarto trimestre 2020 (74 milioni) principalmente a seguito dell'effetto della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici, solo parzialmente compensato dal contributo degli asset eolici e solari acquisiti nel quarto trimestre 2021.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 72 milioni, in sensibile aumento rispetto al risultato del quarto trimestre 2020 (27 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (6 milioni) sono risultati inferiori rispetto al quarto trimestre 2020 (9 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso dell'esercizio. Inoltre, il tax rate effettivo adjusted si attesta al 29%, in aumento rispetto al quarto trimestre 2020, ed include gli effetti (circa 5 milioni) della Wind Fall Tax introdotta in Romania a fronte degli elevati prezzi di cessione dell'energia.

Anno 2021

Risultati finanziari consolidati

Nel 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 1.232 milioni, in aumento di 258 milioni rispetto al 2020 (974 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico e dell'eolico in Italia, dell'incremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh) e dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia. Questi effetti sono stati solo in 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**³, al netto degli special item, si attesta a 580 milioni, in aumento di 99 milioni rispetto ai 481 milioni registrati nel 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+76 milioni):** margine operativo lordo pari a 358 milioni, in aumento rispetto al 2020 (282 milioni) per effetto del miglior risultato Italia pari a 243 milioni (165 milioni nel 2020) prevalentemente dovuto alla maggior ventosità oltre al maggior valore dell'incentivo GRIN e al miglior scenario di mercato rispetto a quello particolarmente depresso del 2020. Margine estero pari a 115 milioni in lieve riduzione (117 milioni nel 2020), nonostante il contributo derivante dal consolidamento dei nuovi parchi in Francia e Germania, per effetto di peggiori condizioni anemologiche rispetto ai valori particolarmente elevati del 2020 (1.838 GWh nel 2021 rispetto ai 2.009 GWh del 2020).
- **Solare:** il margine operativo lordo, pari a 66 milioni, risulta sostanzialmente in linea al 2020 anche grazie

³ il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni, agli altri special items per 12 milioni ed alla riclassifica IFRS 5.

al contributo di 1 milione derivante dall'acquisizione di nove parchi solari in Francia.

- **Idroelettrico (+70 milioni):** margine operativo lordo di 151 milioni (81 milioni nel 2020), in forte aumento rispetto all'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori (1.637 GWh nel 2021 rispetto ai 1.097 GWh del 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa nei primi mesi dell'anno, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.
- **Termoelettrico (-46 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 21 milioni, è inferiore rispetto ai 67 milioni del 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 22 milioni. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione dovuto prevalentemente al significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato solo in parte dalle operazioni di copertura. I risultati risentono della fermata generale del Modulo 1 volta a garantire la qualifica CAR ("Cogeneratività Alto Rendimento"), avviata ad inizio settembre e conclusasi nei primi giorni di dicembre. Si ricorda inoltre che il 2020 aveva beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il risultato operativo netto *adjusted* è stato pari a 304 milioni (183 milioni nel 2020) dopo ammortamenti per 276 milioni, in sensibile decremento rispetto al 2020 (298 milioni) principalmente a seguito dell'effetto della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici, solo parzialmente compensato dal contributo degli asset eolici e solari acquisiti nell'anno.

Il risultato operativo netto è stato pari a 163 milioni (145 milioni nel 2020) dopo ammortamenti e svalutazioni per 263 milioni (256 milioni nel 2020), che include l'applicazione del principio IFRS5 con lo storno dei risultati economici afferenti al business idroelettrico oggetto di vendita oltre che gli effetti della svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering.

Il risultato netto di Gruppo *adjusted* è stato pari a 202 milioni, inclusivo di circa 2 milioni spettanti alle *minorities*, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2020 (106 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (29 milioni) sono risultati inferiori rispetto all'analogo periodo del 2020 (47 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso degli ultimi due anni.

Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 173 milioni in aumento rispetto ai 108 milioni del 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate. Il risultato inoltre comprende gli effetti dell'applicazione del principio IFRS 5 per ERG Hydro e la svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering ed i costi legati alle operazioni di *liability management* effettuate nel corso del 2021.

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* risulta pari a 2.051 milioni, in aumento (612 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia, Germania e Svezia (389 milioni), gli investimenti del periodo (258 milioni) principalmente legati allo sviluppo dei parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi agli azionisti (114 milioni), il pagamento delle imposte (42 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (321 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (498 milioni) ed altre poste positive (14 milioni).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei *future commodities* di circa 344 milioni (277 milioni al 30 settembre 2021 e 23 milioni al 31 dicembre 2020). 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 dicembre 2021 a circa 129 milioni.

Investimenti

La ripartizione degli investimenti per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2021	2020		2021	2020
213	37	Eolico	538	127
52	1	Solare	76	2
12	6	Termoelettrico	25	18
2	2	Idroelettrico	7	6
1	1	Corporate	2	2
281	46	Totale Investimenti	648	156

Nel quarto trimestre 2021 gli investimenti sono stati pari a **281 milioni** (46 milioni nel quarto trimestre 2020) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici e solari in Francia e Germania (per 202 milioni) avvenuta a ottobre. Inoltre sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali, di cui l'80% nel settore eolico (in linea al quarto trimestre 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW (di cui 70 MW entrati in funzione a dicembre), Polonia per 60 MW, Francia 27 MW (di cui 7 MW entrati in funzione a dicembre) e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; il 16% si riferisce al settore Termoelettrico (12% nel quarto trimestre 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato che hanno garantito la qualifica di CAR ("Cogeneratività Alto Rendimento") per il Modulo 1 del CCGT per altri dieci anni; il 3% al settore Idroelettrico (5% nel quarto trimestre 2020); lo 0,3% al settore solare (1% nel quarto trimestre 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel quarto trimestre 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

Nel 2021 gli investimenti sono stati pari a 648 milioni (156 milioni nel 2020) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici e solari in Francia (147 milioni) avvenuta a giugno, di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni) e di parchi eolici e solari in Francia e Germania (per 202 milioni) avvenuta a ottobre. Nel corso del periodo sono stati inoltre effettuati investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali per circa 258 milioni di cui l'86% nel settore eolico (74% nel 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW (di cui 70 MW entrati in funzione a dicembre), Polonia per 60 MW, Francia 27 MW (di cui 7 MW entrati in funzione a dicembre) e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; il 10% si riferisce al settore Termoelettrico (17% nel 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato, che hanno garantito la qualifica di CAR per il Modulo 1 del CCGT per altri dieci anni, il 3% al settore Idroelettrico (6% nel 2020), l'1% al settore solare (3% nel 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

Eolico: Gli investimenti del 2021 (**538 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia e Germania (154 MW), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (62 MW) ed alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (123 milioni), Polonia (47 milioni), Francia (20 milioni) e Svezia (16 milioni) all'avvio delle attività di Repowering sugli impianti di Partinico-Monreale e Mineo-Militello e Vizzini (5 milioni) e al completamento delle attività di Reblading sull'impianto di Lacedonia-Monteverde (6 milioni) oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Relativamente ai parchi eolici in costruzione, i due progetti in UK (nel Nord Irlanda), Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW ed il progetto in Francia Valle dell'Aa Ext. per 7 MW sono stati avviati a fine 2021. Per i restanti parchi eolici in costruzione in UK (Scozia), Polonia e Francia le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

Solare: Gli investimenti del 2021 (**76 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari in Francia (79 MW) e a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Idroelettrico: Gli investimenti del 2021 (**7 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo 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 2021 (**25 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping della turbina a vapore, del generatore elettrico e degli impianti per la generazione di vapore del Modulo 1 della centrale CCGT, orientati ad una maggiore efficienza dell'impianto che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal primo parallelo dei nuovi componenti, avvenuto a fine 2021, per i successivi 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 quarto trimestre 2021, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,5 TWh (3,9 TWh nel quarto trimestre 2020), a fronte di una produzione complessiva degli impianti del Gruppo per circa 1,9 TWh (2,0 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 0,6 TWh all'estero e 1,3 TWh in Italia.

Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel quarto trimestre 2020).

Nel corso del 2021, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 14,2 TWh (14,9 TWh nel 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,7 TWh (7,7 TWh nel 2020), di cui circa 1,9 TWh all'estero e 5,8 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2020).

La ripartizione dei volumi di produzione e vendita di energia elettrica per tipologia di fonte è riportata nella tabella⁴ seguente:

4° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Anno			
2021	2020	Δ	Δ%		2021	2020	Δ	Δ%
1.221	1.029	192	19%	Produzione eolica	3.917	3.911	5	0%
625	486	139	29%	di cui Italia	2.078	1.902	176	9%
596	543	53	10%	di cui Estero	1.838	2.009	-171	-9%
45	32	13	39%	Produzione solare	240	228	12	5%
30	32	-2	-7%	di cui Italia	216	228	-12	-5%
15	0	15	n.a	di cui Estero	24	0	24	n.a
314	319	-5	-2%	Produzione idroelettrica	1.637	1.097	540	49%
360	617	-257	-42%	Produzione termoelettrica	1.869	2.441	-572	-23%
1.940	1.997	-58	-3%	Produzioni complessive impianti ERG	7.663	7.678	-15	0%

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

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica, pari a 1.221 GWh, in aumento del 19% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (1.029 GWh), per effetto di condizioni anemologiche più favorevoli in Italia (+29%) e all'Estero (+10%) rispetto a quelle dell'analogo periodo del 2020; l'aumento delle produzioni in Italia (+139 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020 in tutte le regioni. Per quel che riguarda l'Estero, le produzioni risultano superiori a quelle relative al medesimo periodo 2020 (+53 GWh), con minori volumi in Francia e Germania legati alle peggiori condizioni anemologiche, più che compensate dall'effetto perimetro derivante dal consolidamento di parchi eolici in Francia e Germania (+95 GWh). Produzioni Est Europa superiori.

⁴ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 45 GWh, in aumento rispetto al quarto trimestre del 2020 (+13 GWh), prevalentemente per effetto dei nuovi parchi in Francia (+15 GWh)

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel quarto trimestre 2021 pari a 314 GWh risultano in lieve riduzione rispetto al 2020 per effetto della minore idraulicità registrata negli ultimi mesi dell'anno.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 360 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (617 GWh) per effetto della fermata generale del Modulo 1 e di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO₂. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 275 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 258 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Nel corso del 2021:

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica, pari a 3.917 GWh risulta in linea con il 2020 (3.911 GWh), per effetto dei maggiori volumi in Italia (+9%) compensati dalle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-9%) rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020.

L'aumento delle produzioni in Italia (+176 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, con volumi superiori in tutte le regioni ad eccezione della Calabria (-5%). In particolare, la Sicilia ha registrato volumi fortemente superiori (+22%). Per quanto riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 171 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 (-88 GWh), nonostante il consolidamento di cinque parchi a partire dal 30 giugno 2021 (+61 GWh) e tre parchi a partire dal 1° ottobre 2021 (+30 GWh), Germania (-42 GWh) nonostante il consolidamento di cinque parchi nel quarto trimestre (+28 GWh) e Polonia (-28 GWh).

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 240 GWh, in aumento rispetto ai 228 GWh del 2020 per effetto delle nuove acquisizioni in Francia (+24 GWh), in parte compensato dal minor irraggiamento riscontrato in Italia.

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel 2021 pari a 1.637 GWh risultano in aumento rispetto ai 1.097 GWh dell'analogo periodo del 2020 grazie all'elevata disponibilità di risorsa nei primi mesi dell'anno.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.869 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (2.441 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO₂, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del *clean spark spread* effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e dal maggior ricorso al mercato dei servizi di dispacciamento. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1 volta a garantire la qualifica di CAR, avviata ad inizio settembre e conclusasi nei primi giorni di dicembre. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 1.024 migliaia di tonnellate, in lieve riduzione rispetto alle 1.067 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del 2021

Corporate

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 28/01/2021)

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. (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 e ha approvato il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023). Il Consiglio di Amministrazione riunitosi alla stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vicepresidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e ha nominato Paolo Luigi Merli nuovo Amministratore Delegato. (Comunicato Stampa del 26.04.2021)

In data **14 maggio 2021** il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e il Piano ESG 2021-2025. Continua la crescita nelle rinnovabili nel segno della sostenibilità attraverso un incremento della potenza installata di 1,5 GW, investimenti per circa 2 miliardi di euro ed un EBITDA a fine piano pari a 550 milioni di euro. (Comunicato Stampa del 14.05.2021)

In data **5 agosto 2021** ISS ESG ha promosso ERG al rating A- (precedente B+), posizionando il Gruppo al primo posto del ranking mondiale nel settore “Electric Utilities” che comprende 125 aziende a livello internazionale. (Comunicato Stampa del 05/08/2021)

In data **5 agosto 2021** e **8 settembre 2021** ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un terzo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 10 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 3 miliardi.

L’emissione ha forma di Green Bond e si prevede di destinarne circa il 40% al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG e il restante 60% circa al finanziamento di nuovi progetti da fonte eolica e solare nei Paesi Europei in cui ERG opera.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, riconoscono una cedola lorda annua al tasso fisso dello 0,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,752% del valore nominale. (Comunicato Stampa del 05/08/2021 e del 08/09/2021)

In data **14 ottobre 2021** ERG ed Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) hanno siglato un accordo di collaborazione pluriennale finalizzato ad accelerare il processo di digitalizzazione nel settore delle energie rinnovabili. (Comunicato Stampa del 14/10/2021)

In data **19 ottobre 2021** ERG entra nel nuovo MIB ESG Index di Borsa Italiana, il primo indice ESG dedicato alle 40 più importanti emittenti italiane quotate che si distinguono per le migliori pratiche nell’ambito della sostenibilità. (Comunicato Stampa del 19/10/2021)

In data **26 novembre 2021** ERG ha vinto l’Oscar di Bilancio 2021 per la categoria “Medie e piccole imprese quotate”. Il riconoscimento, promosso da FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche Italiana), Borsa Italiana e Università Bocconi, premia le organizzazioni che attraverso il proprio bilancio dimostrano di voler condividere risultati e obiettivi con gli stakeholders attraverso una comunicazione puntuale e trasparente. (Comunicato Stampa del 26/11/2021)

In data **9 dicembre 2021** CDP conferma il rating “A-“ di ERG nel programma Climate Change promosso da Carbon Disclosure Project (CDP), l’organizzazione globale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance aziendali nella lotta al cambiamento climatico, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra. (Comunicato Stampa del 9/12/2021)

Eolico – Solare

In data **28 gennaio 2021** ERG 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. (Comunicato Stampa del 28/01/2021)

In data **14 aprile 2021** ERG ha ottenuto le Autorizzazioni Uniche nell’ambito del progetto Repowering per i parchi eolici di Mineo - Militello - Vizzini e Monreale/Partinico, siti nella regione Sicilia, per una potenza complessiva di 143 MW.

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, con un obiettivo a regime di sviluppare circa 100 MW all’anno. (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’entrata in esercizio è prevista 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)

In data **14 maggio 2021** ERG, e TIM, gruppo leader in Italia e Brasile nel settore ICT, hanno sottoscritto un corporate PPA (Power Purchase Agreement) di durata decennale per la fornitura di 3,4 TWh di energia green per il periodo 2022-2031. (Comunicato Stampa del 14.05.2021)

In data **24 giugno 2021** ERG ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW. (Comunicati Stampa del 21.05.2021 e 24.06.2021)

In data **21 luglio 2021** ERG ha sottoscritto con ElectroRoute Energy Supply Ltd. un accordo di lungo termine per due Power Purchase Agreement (PPA) per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda. La fornitura avverrà in modalità 'pay as produced' con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. ElectroRoute garantirà inoltre il servizio di "Route to Market" per consentire l'immissione dell'energia sulla rete elettrica del Paese. (Comunicato Stampa del 21/07/2021)

In data **28 settembre 2021** ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 143 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della sesta asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, di tre progetti di Repowering, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, tutti ubicati in Sicilia, per i quali ERG, lo scorso 14 aprile, aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%. L'entrata in esercizio dei nuovi parchi, la cui costruzione è in fase di avvio e la cui produzione stimata a regime è di circa 330 GWh annui, pari a circa 166 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno, è prevista tra la fine del 2022 ed il terzo trimestre del 2023. L'investimento complessivo nei tre progetti ammonta a circa 150 milioni di euro. (Comunicato Stampa del 28/09/2021)

In data **1° ottobre 2021 e 28 ottobre 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile in operation di 152,4 MW in Francia ed in Germania. Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW. (Comunicato Stampa del 01/10/2021 e 28/10/2021)

In data **1° ottobre 2021** ERG ha sottoscritto un accordo con ENGIE SA, per un Power Purchase Agreement (PPA) quinquennale per il ritiro di energia rinnovabile prodotta da cinque parchi eolici di ERG situati in Francia. I cinque impianti, che hanno una capacità complessiva installata di 55 MW e una produzione annua di energia di oltre 100 GWh, usciranno dallo schema di incentivi FIT (Feed in Tariff) alla fine del 2021. La fornitura avverrà in modalità "pay-as-produced" con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. (Comunicato Stampa del 01/10/2021)

In data **9 dicembre 2021** ERG ha sottoscritto con GEI Subasta 1 SA un accordo per l'acquisizione del 100% di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in operation situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia, rispettivamente da 50,0 e 41,6 MW per complessivi 91,6 MW. Gli impianti sono entrati in esercizio ad inizio 2020, hanno partecipato alle aste regolamentate dal Regio Decreto 359 del 2017 ed hanno una produzione totale annua stimata di 188 GWh, pari a oltre 2050 ore/anno equivalenti, fra le più alte in Europa, corrispondenti a 110 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. Il corrispettivo dell'operazione è pari a 96,2 milioni di euro (asset value). Il closing è avvenuto il 31 Gennaio 2022. (Comunicato Stampa del 9/12/2021)

In data **29 dicembre 2021** Avviati i primi due parchi eolici nel Regno Unito a Craiggore ed Evishagaran, nella contea di Londonderry nell'Irlanda del Nord, con una capacità rispettivamente di 23,5 MW e 46,8 MW, per un totale di 70,3 MW. A questi si aggiunge la messa in esercizio del parco eolico di Vallée dell'Aa a Pas-de-Calais, nell'Alta Francia per 7 MW. Il progetto è l'estensione del Parc Eolien Vallée de l'Aa2 da 13,2 MW avviato dal Gruppo a fine 2018. (Comunicato Stampa del 29/12/2021)

Idroelettrico

In data **2 agosto 2021** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate. Per queste risorse, grazie ad una proficua collaborazione con le componenti sindacali e la seria disponibilità del compratore, la società ha raggiunto un accordo innovativo per il settore elettrico che garantisce importanti tutele per i lavoratori ERG facenti parte della società oggetto di cessione. Il closing è avvenuto il 3 gennaio 2022, e il corrispettivo ricevuto è stato pari a €1.265 mln. (Comunicato Stampa del 02/08/2021)

Termoelettrico

In data **6 agosto 2021** ERG ha concluso, attraverso la propria partecipata ERG Power Generation S.p.A, un accordo con ISAB (Gruppo Lukoil) per la modifica ed estensione al 2032 del vigente contratto di fornitura dell'intero fabbisogno energetico della raffineria ISAB di Priolo Gargallo, il cui termine era previsto al 31 marzo 2025. L'impianto CCGT di ERG fornirà su base annua un quantitativo di circa 150 GWh di energia elettrica e circa un milione di tonnellate di vapore a ISAB, principale consumatore del sito di Priolo. (Comunicato Stampa del 06/08/2021)

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

In data **3 gennaio 2022** ERG ha perfezionato, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo è pari a circa €1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. (Comunicato Stampa del 03/01/2022).

In data **26 gennaio 2022** ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg che include più di 400 imprese in 45 paesi nel mondo, misurandone l'impegno nel supportare la parità di genere attraverso la promozione di un ambiente più inclusivo ed assicurando una trasparente ed esaustiva rappresentazione delle informazioni. Bloomberg ha riconosciuto ad ERG l'efficacia delle iniziative volte a favorire la diversità di genere fra le proprie persone in Italia e all'estero, attraverso chiare linee guida nei processi di recruitment, offrendo piani di sviluppo in linea con le migliori pratiche e garantendo al contempo la parità di retribuzione tra i generi, oltre che la massima chiarezza e qualità nella rendicontazione dei dati. (Comunicato Stampa del 26/01/2022).

In data **31 gennaio 2022** ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 97,2 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della settima asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, del progetto di repowering di Camporeale (50,4 MW), e del progetto greenfield di Roccapalumba (46,8 MW), entrambi ubicati in Sicilia, per i quali ERG aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche rispettivamente lo scorso 22 settembre e 4 ottobre 2021. (Comunicato Stampa del 31/01/2022).

In data **31 gennaio 2022** ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 SA il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia e di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW. (Comunicato Stampa del 31/01/2022).

In data **9 febbraio 2022** ERG ha firmato, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, alimentata a gas naturale presso Priolo Gargallo, in provincia di Siracusa. Con una potenza installata pari a 480 MW, la produzione media annua si attesta a circa 2,4 TWh. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing. Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022. (Comunicato Stampa del 09/02/2022).

In data **10 febbraio 2022** ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project), che racchiude le imprese, a livello globale, con le migliori performance nella creazione di una catena di approvvigionamento sostenibile. Tra più di 13.000 aziende valutate nel 2021, ERG rientra nell' 8% delle società che hanno ottenuto il rating "A", il più alto nella scala di valutazione realizzata sulla base del questionario "Climate Change" di CDP. (Comunicato Stampa del 10/02/2022).

In data **23 febbraio 2022** ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia. I due progetti sono attualmente in fase di autorizzazione e la realizzazione è prevista in prossimità di due parchi eolici ERG in esercizio a Ginestra degli Schiavoni in Campania e a Vicari in Sicilia. (Comunicato Stampa del 23/02/2022).

Si segnala inoltre che nella prima parte del 2022 sono state introdotte misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico. Risultano ancora in corso di emanazione le modalità attuative da parte dell'ARERA, in base alle quali potranno essere meglio definiti gli impatti per il Gruppo.

Infine, si segnala che in considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di febbraio 2022 in Ucraina, il management sta monitorando eventuali criticità ed impatti che il conflitto potrebbe avere sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di business continuity.

Si rileva che le tensioni geopolitiche stanno avendo forti impatti sui mercati, sia finanziari che delle commodities, con un forte aumento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, a fronte dei quali non si possono ad oggi escludere ulteriori interventi a livello regolatorio sul settore dell'energia.

Evoluzione prevedibile della gestione 2022

In un contesto di prezzi di mercato elevati per effetto della crisi energetica e degli elevati prezzi del gas naturale, si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio che riflette un approccio al business non speculativo, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati, a prezzi considerevolmente inferiori rispetto a quelli attuali. Tali coperture, effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono poi convenzionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP).

Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

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

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

In coerenza all'evoluzione del modello di business del gruppo, a partire dal 2022 i risultati economico finanziari saranno rappresentati per area geografica.

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2022:

Italia

Wind: il margine operativo lordo è previsto in riduzione rispetto al 2021 a seguito della consistente diminuzione del valore dell'incentivo, determinato per differenza tenendo conto della media dei prezzi dell'energia dell'esercizio 2021.

Solare: si conferma nel tempo la stabilità della performance che continuerà a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management.

In base ai criteri allocativi delle coperture di cui in premessa e delle stime di produzione basate sulle medie storiche, si prevede che una larga maggioranza delle produzioni eoliche e solari in Italia a vario titolo esposte al rischio mercato vengano valorizzate a termine ad un prezzo medio di circa 65 €/Mwh.

Si stima per l'esercizio 2022 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in riduzione rispetto al 2021.

Estero

Il risultato **Wind Estero** è previsto in incremento rispetto a quello del 2021 per previsioni anemologiche statistiche più favorevoli rispetto a quelle particolarmente depresse del 2021, in un contesto di scenario prezzi di mercato in rialzo in Europa. Inoltre, i risultati beneficeranno del pieno contributo dei parchi Eolici e Solari acquisiti nel corso del 2021 nonché dei due impianti in Nord Irlanda (70 MW) ed uno in Francia (7MW) sviluppati organicamente ed entrati in esercizio a fine 2021. I risultati inoltre rifletteranno l'apporto dei nuovi impianti in Francia (20 MW), UK (142 MW) e Polonia (61 MW) che si prevede entrino in esercizio nel corso del 2022. Il **Solare Estero**, in particolare, beneficerà del contributo per l'intero esercizio dei parchi consolidati in Francia (79 MW) tra giugno e ottobre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Il risultato in **Francia** è previsto in rialzo, oltre che per previsioni anemologiche più favorevoli rispetto a quelle consuntivate nel 2021, principalmente per effetto dell'apporto sull'intero esercizio dei parchi eolici (98 MW) e fotovoltaici (79 MW) acquisiti tra giugno e ottobre 2021, dell'entrata in esercizio di un parco eolico a fine 2021 (7MW) e, nel corso del 2022, di un parco attualmente in costruzione (20 MW).

Il risultato in **Germania** è previsto in rialzo principalmente per effetto di volumi stimati su base statistica più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi del 2021 oltre all'apporto per l'intero esercizio del perimetro derivante dai parchi eolici acquisiti a ottobre 2021 (55 MW).

Il risultato in **Est Europa** risulta influenzato principalmente dal contesto di scenario prezzi favorevole e dall'entrata in esercizio di due parchi eolici in Polonia (61 MW).

Ai risultati del 2022 contribuiranno gli apporti degli impianti in due nuovi paesi, il **Regno Unito** e la **Spagna**.

Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar Estero è pertanto atteso in significativo aumento rispetto al 2021.

Nel complesso per l'esercizio 2022 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra **400** e **430** milioni. Il dato di riferimento del 2021 a parità di perimetro Wind & Solar, ed al netto della completa allocazione dei costi centrali residui, è pari a **399** M€ (580 M€ invece includendo anche Hydro e CCGT).

Gli investimenti per il 2022, previsti nel range compreso tra **420** e **480** milioni (617 M€ nel 2021 a parità di perimetro Wind & Solar e 648 milioni includendo Hydro e CCGT), comprendono l'acquisizione di due parchi solari in Spagna (92 MW) avvenuta a gennaio 2022, le attività di Repowering dei parchi italiani e lo sviluppo di investimenti *greenfield* attraverso la costruzione dei parchi in Regno Unito per circa 142 MW, in Polonia per 61 MW ed in Francia per 20 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2022 è atteso nel range tra **750** e **850** milioni (2.051 milioni a fine 2021), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,90 Euro per azione.

Per quanto riguarda il business termoelettrico, si prevede la cessione degli assets entro il terzo trimestre 2022: per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle *discontinued operations*.

Ulteriori informazioni

Nomina del nuovo Collegio Sindacale

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e del Presidente nonché alla determinazione della loro retribuzione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili. Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali retribuzioni siano coerenti con l'impegno professionale richiesto dalla carica nonché con le connesse responsabilità.

Al riguardo si informa che il Consiglio di Amministrazione, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ha analizzato la retribuzione annuale fissa riconosciuta, per l'esercizio 2021, a favore del Presidente del Collegio Sindacale e dei Sindaci Effettivi, prendendo come riferimento sia le società appartenenti al MID CAP che quelle del FTSE MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico.

I suggerimenti e gli orientamenti formulati agli Azionisti in merito alla composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale per il rinnovo dell'organo di controllo e le analisi effettuate sulla loro retribuzione sono a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2022".

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire ai componenti il Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2022 nonché in merito all'ulteriore compenso da attribuire ai Consiglieri, non dipendenti del Gruppo, che non ricoprano cariche in Consiglio e che siano membri del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2022, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali compensi siano coerenti con l'impegno professionale richiesto dalla carica nonché con le connesse responsabilità.

Al riguardo si informa che il Consiglio di Amministrazione, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ha valutato come adeguato il compenso annuale fisso riconosciuto, per l'esercizio 2021, a favore di tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e a favore degli amministratori chiamati a far parte del Comitato Nomine e Compensi e del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità, prendendo come riferimento sia le società appartenenti al MID CAP che quelle del FTSE-MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio), previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2021, allo scopo di ottimizzare

la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli Azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di diciotto mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 782.080, il loro ammontare e pari al 0,520% del capitale.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2021, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile, ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza in senso favorevole o contrario:

- sulla prima sezione della Relazione, relativamente alla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti degli organi di amministrazione, dei direttori generali, dei dirigenti con responsabilità strategiche per l'esercizio 2022 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

Modifiche statutarie

L'Assemblea Straordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare sulle modifiche dello Statuto proposte dal Consiglio di Amministrazione ed evidenziate nella Relazione illustrativa degli Amministratori, alla quale si rimanda, e che sarà integralmente messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa.

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione 2022" si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, di irraggiamento e di idraulicità, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione 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 quarto trimestre e dell'anno 2021 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 14:30 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (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) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 15 marzo 2022, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (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).

La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Dichiarazione

consolidata di carattere non finanziario, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2022", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Anna Cavallarin Head of External Communication – cell. +39 3393985139

Emanuela Delucchi Chief IR, ESG & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: ir@erg.eu

Matteo Bagnara Head of Investor Relations - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu

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

4°trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2021	2020	Principali dati economici	2021	2020
443	253	Ricavi adjusted ⁽¹⁾	1.232	974
180	119	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	580	481
107	45	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	304	183
72	41	Risultato netto	174	110
72	41	di cui Risultato netto di Gruppo	173	108
72	27	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾	202	106
Principali dati finanziari				
3.608	3.209	Capitale investito netto adjusted ⁽²⁾	3.608	3.209
1.556	1.770	Patrimonio netto adjusted	1.556	1.770
2.051	1.439	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	2.051	1.439
237	417	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	237	417
57%	45%	Leva finanziaria adjusted	57%	45%
41%	47%	Ebitda Margin %	47%	49%
Dati operativi				
2.198	1.967	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	2.198	1.967
1.221	1.029	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	3.917	3.911
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
360	617	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.869	2.441
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
314	319	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.637	1.097
220	141	Capacità installata impianti solari a fine periodo	220	141
45	32	Produzione di energia elettrica da impianti solari	240	228
6.656	3.864	Vendite totali di energia elettrica	14.160	14.897
281	46	Investimenti ⁽⁴⁾	648	156
808	784	Dipendenti a fine periodo	808	784
Ricavi netti unitari ⁽⁵⁾				
198	115	Eolico Italia	149	119
130	93	Eolico Germania	112	96
86	89	Eolico Francia	88	89
130	84	Eolico Polonia	101	78
215	79	Eolico Bulgaria	128	66
247	65	Eolico Romania	135	56
n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.
339	318	Solare Italia	335	315
95	n.a.	Solare Francia	90	0
147	103	Idroelettrico	118	109
27	39	Termoelettrico ⁽⁶⁾	30	35

⁽¹⁾ Non include gli special items e le relative imposte teoriche correlate

⁽²⁾ 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 dicembre 2021 a circa 129 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 126 milioni sul capitale investito netto.

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

⁽⁴⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 389 milioni effettuati nel 2021 per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici e solari in Francia (per 147 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni) e di parchi eolici e solari in Francia e Germania (per 202 milioni). Nel 2020 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition sono stati pari a 44 milioni, per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia (per 42 milioni), e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni)

⁽⁵⁾ 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.

⁽⁶⁾ Relativamente al termoelettrico si intende il margine di contribuzione al netto dei costi variabili associati (tra cui i principali CO₂, gas).

Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2021	2020	Δ	Ricavi adjusted	2021	2020	Δ
206	106	100	Eolico	515	402	113
12	10	1	Solare	75	73	3
46	32	14	Idroelettrico	194	118	76
179	105	74	Termoelettrico ⁽¹⁾	448	381	66
11	10	1	Corporate	38	36	3
(11)	(10)	(1)	Ricavi infrasettori	(38)	(36)	(3)
443	253	189	Totale ricavi adjusted	1.232	974	258
Margine operativo lordo adjusted						
145	74	70	Eolico	358	282	76
9	8	1	Solare	66	66	0
34	23	11	Idroelettrico	151	81	70
(2)	16	(18)	Termoelettrico ⁽¹⁾	21	67	(46)
(6)	(3)	(2)	Corporate	(17)	(15)	(2)
180	119	61	Margine operativo lordo adjusted	580	481	99
Ammortamenti e svalutazioni adjusted						
(40)	(40)	(0)	Eolico	(155)	(165)	10
(12)	(11)	(0)	Solare	(42)	(42)	0
(11)	(14)	3	Idroelettrico	(44)	(57)	14
(9)	(8)	(1)	Termoelettrico	(31)	(30)	(2)
(1)	(1)	0	Corporate	(4)	(4)	(0)
(72)	(74)	1	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(276)	(298)	22
Risultato operativo netto adjusted						
105	35	70	Eolico	203	118	85
(3)	(3)	0	Solare	24	23	0
23	9	14	Idroelettrico	108	24	84
(11)	9	(19)	Termoelettrico ⁽¹⁾	(10)	37	(48)
(7)	(5)	(2)	Corporate	(20)	(19)	(2)
107	45	63	Risultato operativo netto adjusted	304	183	121
Investimenti ⁽²⁾						
213	37	177	Eolico	538	127	411
52	1	51	Solare	76	2	73
2	2	0	Idroelettrico	7	6	0
12	6	7	Termoelettrico	25	18	7
1	1	(0)	Corporate	2	2	(0)
281	46	235	Totale investimenti	648	156	492

⁽¹⁾ 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 circa 173 milioni (53 milioni nel 2020).

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

Conto Economico Adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, 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.

I risultati economici Adjusted comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets idroelettrici in corso di cessione, includendo tra l'altro il pieno contributo degli ammortamenti del 2021.

Si ricorda infine che il presente documento riflette gli impatti economici del consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio a partire:

- dal 1° luglio 2021 per le società eoliche francesi acquisite nel mese di giugno 2021;
- dal 1° ottobre 2021 per le società eoliche e solari in Francia e Germania acquisite nel mese di ottobre 2021.

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.

4° trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2021	2020	Δ	Conto Economico adjusted	2021	2020	Δ
443	253	189	Ricavi	1.232	974	258
5	10	(5)	Altri proventi	11	22	(11)
447	263	185	RICAVI TOTALI	1.243	996	247
(172)	(80)	(92)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(395)	(282)	(113)
(74)	(47)	(27)	Costi per servizi e altri costi operativi	(197)	(168)	(29)
(21)	(17)	(4)	Costi del lavoro	(71)	(65)	(6)
180	119	61	MARGINE OPERATIVO LORDO	580	481	99
(72)	(74)	1	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(276)	(298)	22
107	45	63	Risultato operativo netto	304	183	121
(6)	(9)	3	Proventi (oneri) finanziari netti	(29)	(47)	18
0	0	0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	(0)
101	36	66	Risultato prima delle imposte	275	136	138
(30)	(9)	(20)	Imposte sul reddito	(72)	(29)	(43)
72	27	45	Risultato d'esercizio	203	107	96
0	0	(0)	Risultato di azionisti terzi	(2)	(2)	0
72	27	45	Risultato netto di Gruppo	202	106	96

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 sia i valori reported che i valori adjusted. I valori adjusted, al 31 dicembre 2021 non includono:

- gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 129 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 126 milioni
- gli impatti legati all'applicazione del principio IFRS 5 sul perimetro idroelettrico.

Stato Patrimoniale riclassificato adjusted	31/12/2021	31/12/2020
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.624	3.262
Capitale circolante operativo netto	177	152
Fondi per benefici ai dipendenti	(5)	(5)
Altre attività	434	213
Altre passività	(623)	(412)
Capitale investito netto	3.608	3.209
Patrimonio netto di Gruppo	1.547	1.760
Patrimonio netto di terzi	10	10
Indebitamento finanziario netto	2.051	1.439
Mezzi propri e debiti finanziari	3.608	3.209

Flussi Finanziari

4°trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2021	2020	Flussi Finanziari	2021	2020
180	119	Margine operativo lordo adjusted	580	481
(30)	(19)	Variazione capitale circolante	(53)	(41)
150	100	Cash Flow Operativo	527	440
(80)	(46)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(258)	(111)
(201)	-	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(389)	(44)
(0)	(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0)	(0)
(6)	(1)	Disinvestimenti e altre variazioni	(3)	(0)
(287)	(47)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(651)	(156)
(6)	(9)	Proventi (oneri) finanziari	(29)	(47)
(3)	(13)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(16)	(24)
0	0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
(9)	(22)	Cash Flow da gestione finanziaria	(45)	(71)
(17)	(12)	Cash Flow da gestione Fiscale	(42)	(25)
(1)	(1)	Distribuzione dividendi	(114)	(115)
(59)	(36)	Altri movimenti di patrimonio netto	(288)	(35)
(60)	(37)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(402)	(150)
1.829	1.421	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.439	1.476
223	18	Variazione netta	612	(37)
2.051	1.439	Indebitamento finanziario netto finale	2.051	1.439

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**⁵ 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

⁵ I risultati adjusted non riflettono inoltre gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 5 agli asset idroelettrici in corso di cessione.

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 subtotale 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 alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**indebitamento finanziario netto 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 2021; si ricorda che nel corso del 2020 era stata isolata come *special item* 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 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope

- dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l'incremento (circa 129 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 126 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (6 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità 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.

Asset Rotation ERG Hydro

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Idroelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle valutazioni di mercato, ha deciso quindi, a partire dalla seconda decade di luglio, di avviare un programma per la potenziale dismissione degli impianti Idroelettrici, affidando al proprio management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset.

In data 2 agosto 2021 ERG ha concluso tale programma firmando un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il closing è avvenuto in data 3 gennaio 2022 e il corrispettivo è pari a 1,265 miliardi di Euro inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l.

Il perimetro dell'operazione comprende il portafoglio di asset di proprietà di ERG Hydro S.r.l. che consta di un sistema integrato di produzione di energia idroelettrica che si estende fra Umbria, Lazio e Marche. Si compone di 19 impianti idroelettrici, 7 impianti minihydro, 7 dighe, 4 bacini (corrispondenti a Salto, Turano, Corbara e Piediluco) e una stazione di pompaggio, per una potenza efficiente di 527 MW. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate.

In considerazione di quanto sopra, ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'IFRS 5, pertanto si è proceduto a classificare i Net Asset ed i risultati relativi al perimetro idroelettrico sopra descritto, come attività/passività possedute per la vendita negli schemi reported al 31 dicembre 2021.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si segnala che si è ritenuto opportuno esporre e commentare nei valori *adjusted* del presente documento i risultati degli assets in corso di cessione nell'attività ordinaria.

Si precisa, inoltre, che in applicazione dell'IFRS 5 sono stati calcolati gli ammortamenti degli asset idroelettrici fino alla data di classificazione IFRS 5 (inizio luglio 2021, corrispondente alla data in cui è stata affidata al management del Gruppo l'avvio delle trattative per la cessione degli asset): ai fini dei risultati *adjusted* è stato invece considerato il pieno contributo degli ammortamenti nel 2021.

Asset Rotation ERG Power

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date del presente documento) risultava ancora in corso di definizione. Alla Reporting Date, inoltre, l'impianto termoelettrico non risultava ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

In considerazione di quanto sopra ed applicazione di quanto previsto dal paragrafo 12 dell'IFRS 5., nel presente Documento non si è proceduto alla classificazione dei relativi Net Assets come attività/passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2022 il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio 2022 un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing, subordinato all'approvazione delle competenti autorità antitrust e dal positivo completamento della procedura Golden Power presso la Presidenza dei Consigli dei Ministri, è previsto entro il terzo trimestre 2022.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

4°trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
2021	2020			2021	2020
144	92	Margine operativo lordo Attività continue		426	401
34	10	Contributo attività destinate ad essere cedute		152	67
178	102	Margine operativo lordo		577	468
Esclusione Special Items:					
Corporate					
2	1	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	7	2
(0)	(0)	- Riclassifica IFRS 16	2	(1)	(1)
-	-	- Storno erogazione liberale Covid-19	3	-	2
-	-	- Storno indennità di cessazione carica CEO	4	3	-
2	1	- Storno accantonamento fondo Business dismissi	5	2	1
Termoelettrico					
(0)	(0)	- Riclassifica IFRS 16	2	(1)	(1)
1	0	- Storno accantonamento fondo Business dismissi	5	1	-
Idroelettrico					
(0)	(0)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0)	(0)
-	16	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	0	16
Solare					
(0)	(0)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0)	(0)
-	0	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	-	0
Eolico					
0	-	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	0	-
(2)	(2)	- Riclassifica IFRS 16	2	(8)	(7)
-	1	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	-	1
180	119	Margine operativo lordo adjusted		580	481

4°trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		Anno	
2021	2020			2021	2020
(65)	(70)	Ammortamenti attività continue		(263)	(256)
-	(14)	Contributo attività destinate ad essere cedute		(22)	(57)
(65)	(84)	Ammortamenti e svalutazioni		(285)	(313)
Esclusione Special Items:					
(11)	-	- Rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro	7	(22)	-
2	1	- Riclassifica IFRS 16	2	6	6
(1)	-	- Storno svalutazione Repowering Wind Italy	8	22	-
3	9	- Storno svalutazione impianti I-Test	9	3	9
(72)	(74)	Ammortamenti adjusted		(276)	(298)

4°trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		Anno	
2021	2020			2021	2020
72	41	Risultato netto di Gruppo		173	108
Esclusione Special Items:					
(8)	-	Esclusione rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro	7	(16)	-
0	0	Riclassifica IFRS 16	2	(0)	0
-	0	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19	3	-	2
2	17	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	10	14	30
2	1	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	6	2
-	-	Esclusione indennità di cessazione carica CEO	4	2	-
-	-	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio	11	-	(1)
-	(54)	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solar e rivalutazione impianti Hydro	12	-	(57)
2	1	Esclusione oneri correlati a Business dismissi	13	2	1
-	14	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali (6)	6	-	14
3	-	Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Impairment Test	9	3	-
(1)	7	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	8	16	7
(0)	1	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	14	2	(1)
72	27	Risultato netto di Gruppo adjusted		202	106

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2021 relative a parchi eolici e solari operativi in Francia e Germania, all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
3. Erogazione liberale deliberata nel primo semestre del 2020.
4. Indennità di cessazione carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
5. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
6. Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche.
7. Esclusione della rettifica ammortamenti di ERG Hydro, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività posseduta per la vendita.
8. Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di quattro progetti di Repowering ottenute nell'anno.
9. Svalutazione dell'impianto CCGT in Sicilia a seguito della procedura di impairment test a Bilancio 2021. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
10. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management.
11. 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.
12. 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.
13. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo
14. 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 2021 di oneri finanziari netti per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

Allegato al Comunicato Stampa del 15 marzo 2022



Andamento Gestionale risultati anno 2021

We are #SDGsContributors



PREMESSE

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 15 marzo 2022 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2021 del Gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla Gestione che, unitamente alle Note di Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti alla normativa di legge.

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

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

Settori operativi

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

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

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

*Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).*

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

Finalizzazione della cessione del Business Idroelettrico

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021, a seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust italiana ed il positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri. Il corrispettivo è pari a circa €1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. L'accordo di compravendita prevede un ulteriore meccanismo di aggiustamento prezzo nei prossimi mesi in base ai valori effettivi, rilevati alla data del closing, del capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini di ERG Hydro S.r.l.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi reported i risultati contabili relativi agli assets idroelettrici, in corso di cessione, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo i risultati adjusted commentati nel presente documento, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets in corso di cessione alla data di Bilancio.

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

Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

In data 9 febbraio 2022 ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

In considerazione di quanto sopra, nel presente documento non si è proceduto alla classificazione negli schemi reported dei Net Asset nelle Attività possedute per la vendita in quanto non risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

HIGHLIGHTS



DATI ECONOMICI

Ricavi Adjusted



Margine operativo lordo



Investimenti



Indebitamento finanziario netto

€2.051 milioni

€1.439 milioni

+43%



DATI OPERATIVI

Capacità installata



Produzione energia



Dipendenti a fine periodo

808

784

+3%





I PRINCIPALI INDICATORI E RICONOSCIMENTI ESG

DATI ESG		2021	2020	Δ%
PLANET 	CO2 evitata (kt)	3.033	2.983	+2%
	Carbon Index (gCO2/kWh)	121	150	-19%
ENGAGEMENT 	Contributo alle comunità locali	8.803 k euro	6.981 k euro	+26%
PEOPLE 	Dipendenti a fine periodo	808	784	+3%
	Formazione per dipendente	6,2 giorni	4,9 giorni	+27%
GOVERNANCE 	Composizione CdA	12	12	+25%

PRINCIPALI RICONOSCIMENTI ESG

- Science Based Target approva i target di riduzione delle emissioni riflessi nel Piano Industriale 2021-2025
- ISS assegna ad ERG il Corporate Rating "A-", posizionando il Gruppo al primo posto del settore "Electric"

- ERG vince l'Oscar di Bilancio 2021

- ERG inclusa per la 1° volta nel Bloomberg Gender Equality Index



Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo²)

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Luca Bettonte (non esecutivo)

Emanuela Bonadiman (indipendente³)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente³)

Marco Costaguta (non esecutivo)

Elena Grifoni Winters (indipendente³)

Federica Lolli (indipendente³)

Elisabetta Oliveri (indipendente³)

Mario Paterlini (indipendente³)

COLLEGIO SINDACALE⁴

PRESIDENTE

Elena Spagnol

SINDACI EFFETTIVI

Lelio Fornabaio

Fabrizio Cavalli

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

Michele Pedemonte⁵

SOCIETA' DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁶

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021

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

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

⁴ Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019

⁵ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo

⁶ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026

Profilo del Gruppo

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

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

- l'attività di Energy Management & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le attività di *Operation & Maintenance* dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché dell'impianto CCGT di Priolo e delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni⁷. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

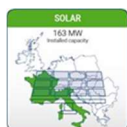
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 3.425 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 2.198 MW di potenza installata. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (1.105 MW operativi), in particolare in Francia (502 MW), Germania (327 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e UK (70MW).



Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 220 MW di potenza installata, di cui 141 MW in Italia, con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni, e 79 MW in Francia con 9 impianti acquisiti nell'anno.

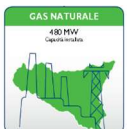


Idroelettrico

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

Si precisa che in data 2 agosto 2021 il Gruppo ha raggiunto un accordo con Enel Produzione per la cessione degli impianti idroelettrici.

Il closing è avvenuto in data 3 gennaio 2022.



Termoelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto CCGT (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, entrata in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities. Si precisa che in data 9 febbraio 2022 il Gruppo ha raggiunto un accordo con Enel Produzione per la cessione degli impianti termoelettrici. Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

⁷ La manutenzione delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni è gestita da personale della controllata ERG Hydro

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2021

TOTALE: 3.425 MW

Eolico: 2.198 MW (1.093 MW Italia e 1105 MW Estero)

Solare: 220 MW (141 MW Italia e 79 MW Estero)

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

In construction/RTB: 474 MW

UK: 179 MW

Polonia: 60 MW

Francia: 20 MW

Italia: 153 MW

Svezia: 62 MW

FRANCIA

Eolico: 502 MW

Solare: 79 MW

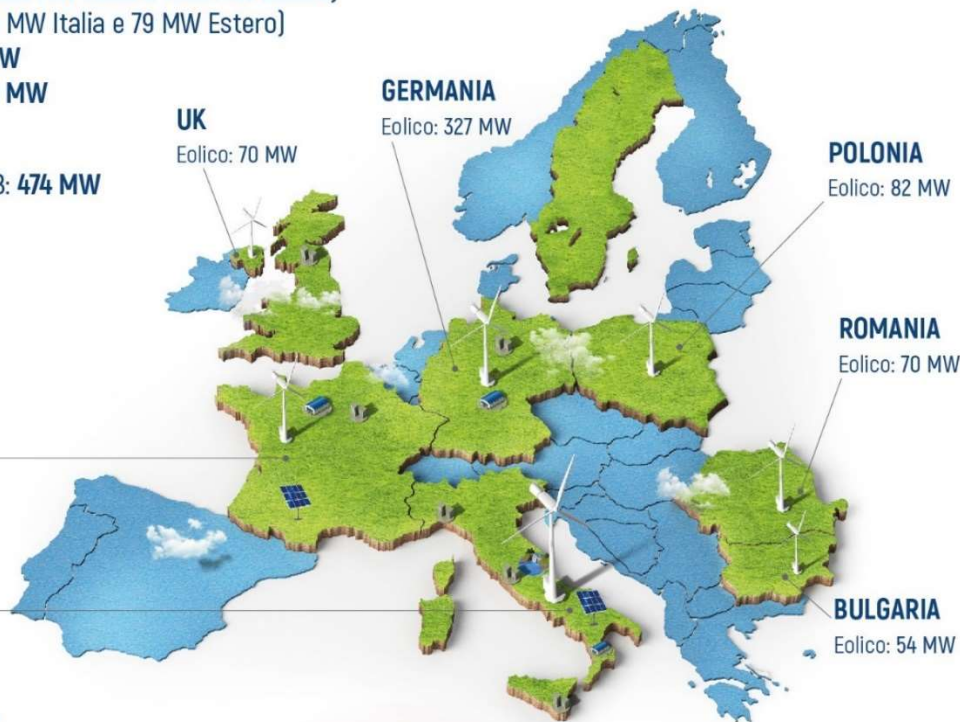
ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico*: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



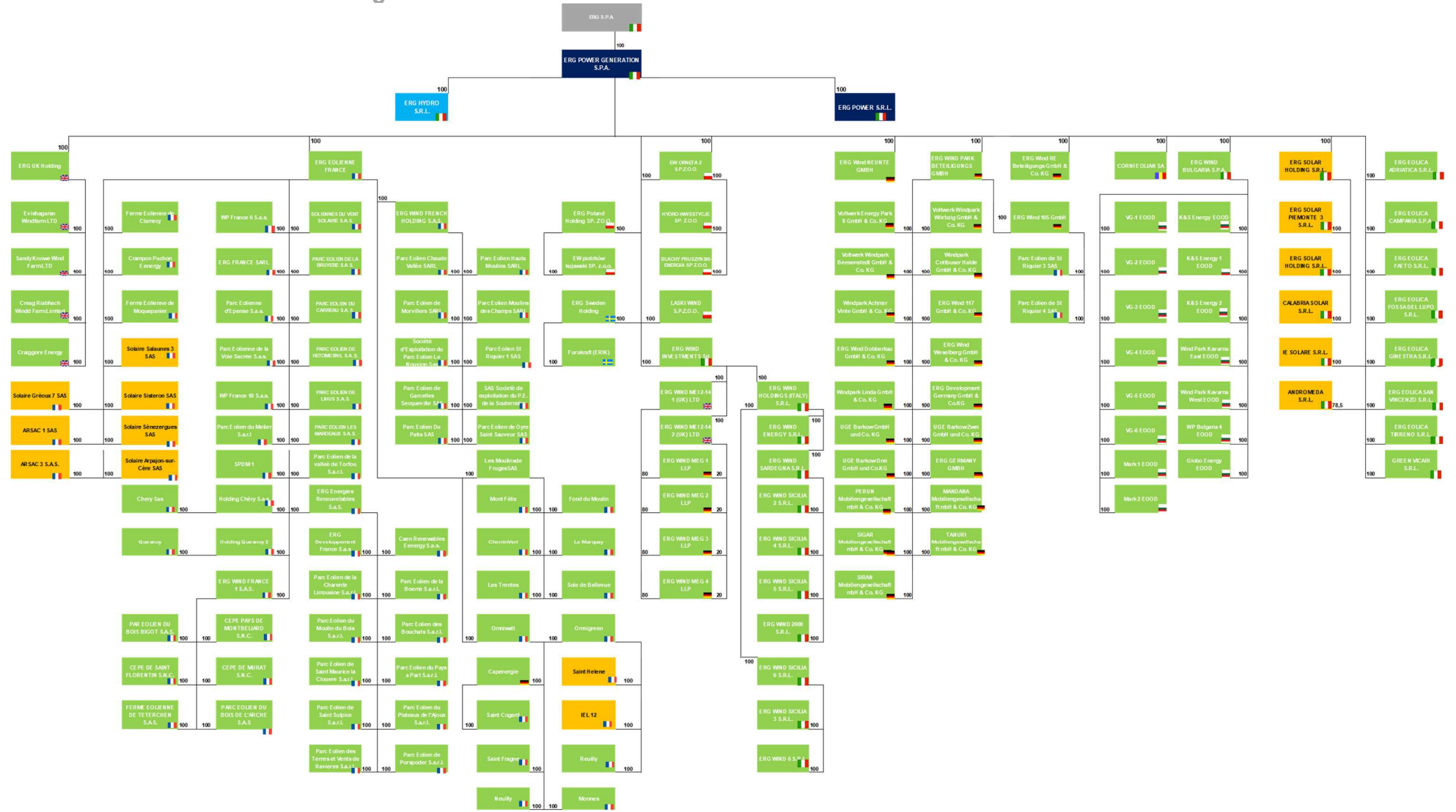
Uffici



Centri logistici O&M

* ceduto in data 3 gennaio 2022

Area di Consolidamento integrale al 31 dicembre 2021

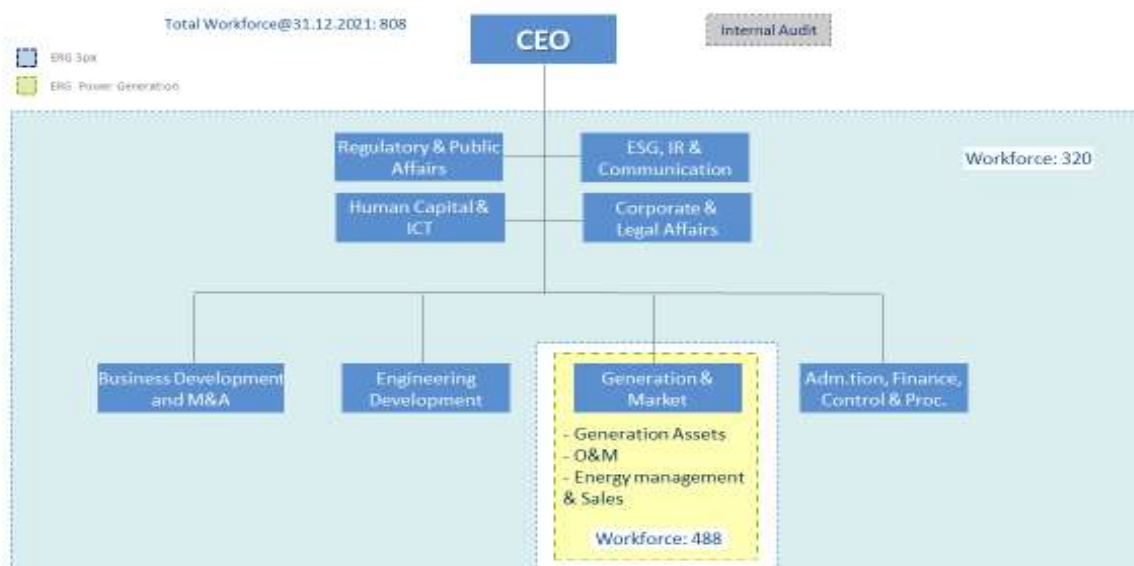


Modello organizzativo

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

- ERG S.p.A.- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei cambiamenti organizzativi avvenuti nel mese di aprile 2021 la società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Solar, Hydro e Thermo, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica¹³;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

A NEW ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



¹³ A partire da febbraio 2022, per poter proseguire il percorso di crescita avviato e conseguire gli ambiziosi target fissati nel Piano Industriale il Gruppo ha implementato un modello di business radicato nelle diverse realtà e nello stesso tempo flessibile, che tenga conto della diversificazione sia geografica che tecnologica, in particolare nel business solare. Pertanto, nell'ambito dell'Unità Organizzativa Business Development and M&A, sono state costituite due macro-aree a livello Europeo – "Central West Europe & Nordics e Central East Europe - nelle quali confluiscono le strutture organizzative di Business Development e di M&A di Country, che mantengono la responsabilità di individuare, dirigere e perfezionare, le iniziative di sviluppo organico ed M&A a livello locale.

STRATEGIA

I risultati raggiunti nel 2021

Nel 2021, in linea ma in forte anticipo rispetto a quanto previsto nel **Business Plan 2021 – 2025** approvato dal Consiglio di Amministrazione e presentato alla Comunità Finanziaria nel corso del mese di maggio, ERG ha raggiunto importanti risultati nel proprio percorso strategico di decarbonizzazione e di crescita del portafoglio RES.

Crescita e securizzazione del portafoglio RES:

Nel corso del 2021 la capacità installata del Gruppo nell'Eolico e Solare è cresciuta di 309MW di cui:

- 77 MW in UK e Francia proveniente da sviluppi organici;
- 232 MW (di cui 79MW di solare) attraverso operazioni di M&A in Francia e Germania;








In aggiunta a ciò, il 2021 ha visto l'ingresso nell'eolico in Svezia, con l'acquisizione di un progetto Ready to Build per 62MW ora in fase di costruzione, e in Spagna, con la sigla dell'accordo per l'acquisizione di 92MW di solare PV, operazione poi finalizzata il 1° febbraio 2022.

Complessivamente nel corso del 2021 sono stati perfezionati accordi, poi finalizzati, per l'acquisto di 386MW, di cui 170 nel Solare, pari al 55% dell'obiettivo complessivo M&A di Piano, dando prova di una forte capacità di esecuzione.

Nel 2021 si è altresì registrato un forte avanzamento nel progetto di repowering e green field in Italia con 240MW autorizzati e aggiudicati in asta.

Si è dato seguito anche all'obiettivo di "securizzazione dei ricavi" attraverso la sigla di contratti a lungo termine per complessivi circa 0,7TWh, di cui circa 0,3TWh in Italia, 0,2TWh in Francia e 0,3TWh in Irlanda del Nord.

BP 2021-2025 – Risultati ad oggi

	-	Obiettivi del BP 2021-2025	Risultati ad oggi
	Crescita Portafoglio RES	• +1,5GW attraverso RPW, Greenfield e M&A	<ul style="list-style-type: none"> • +386 MW¹ M&A pari al 55% del target M&A del BP 21_25 • +77 MW costruiti in UK ed in Francia • +240 MW aggiudicati in asta in Italia
	Securizzazione dei ricavi	• 80% regolato	<ul style="list-style-type: none"> • PPA firmati in Irlanda del Nord, Italia e Francia
	Diversificazione geografica	• Incremento diversificazione geografica	<ul style="list-style-type: none"> • 9 paesi raggiunti: aggiunte Svezia e Spagna, e primi MW installati in UK
	Solare come pillar strategico	• +0,5GW di solare	<ul style="list-style-type: none"> • +170 MW¹ nel solare
	Investimento in innovazione	• Ricerca di opportunità nei settori Storage e Idrogeno	<ul style="list-style-type: none"> • Avvio primi progetti nello Storage con aggiudicazione asta capacity market
	Asset Rotation per Fonti Convenzionali	• Opportunità di asset rotation	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro closing il 3.1.22, CCGT firma il 9.2.22
	Integrazione dei temi ESG	• Piano ESG	<ul style="list-style-type: none"> • Approvato l'ESG 21-25 integrato nella strategia ERG, emessa la D&I policy. ERG inclusa in: S&P Global Clean Energy Index, MIB ESG e Bloomberg Gender Equality Index.

⁽¹⁾ 80 MW Joran (o/w 22 PV) – Francia; 152 MW Ventoux (o/w 57MW PV) – Francia/Germania; 62 MW Erik – Svezia; 92 MW Valencia (100% PV) - Spagna

La trasformazione in un modello Pure “Wind & Solar”

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine e raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.

Dopo l’avvio della trasformazione industriale di ERG da Oil a Green iniziata nel 2008, la Società è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In coerenza con la terza R del piano industriale 2021-2025, il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation per completare la propria trasformazione verso un modello di business puro “Wind&Solar”, ribadendo il proprio ruolo da protagonista nel processo di Energy Transition e nel percorso di decarbonizzazione, previsto anche nel piano ESG.

Il 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, con la quale ha successivamente raggiunto anche l’accordo per cedere l’impianto CCGT di Priolo Gargallo.

In data 1° febbraio 2022 è stata inoltre perfezionata l’acquisizione di 92MW di Solare PV in Spagna.

In seguito a queste importanti operazioni, il Gruppo diventa un operatore 100% Rinnovabile con una capacità installata di 2.510 MW ed un portafoglio di assets diversificato sia tecnologicamente che geograficamente, a cui si aggiunge una pipeline di progetti per circa 3.400 MW sia Eolico che Solare, sia in Italia che in Europa. Le risorse finanziarie provenienti dalle dismissioni degli asset idroelettrico e termoelettrico daranno nuovo impulso alla crescita come evidenziato nell’aggiornamento del Piano Industriale.

Piano Industriale

A seguito della cessione del business idroelettrico e al raggiungimento di un accordo per la vendita del business termoelettrico, la cui finalizzazione è attesa nel corso del terzo trimestre del 2022, il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato un nuovo Piano industriale 2022-2026 finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e confermando la strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica e la progressiva securizzazione dei ricavi.

L’obiettivo nel periodo 2022-2026 è incrementare la capacità installata di circa 2,200 MW, di cui circa 650 MW nel Solare, e i primi 50 MW nello storage elettrochimico attraverso tre canali:

- 1) **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico di pipeline proprietarie e accordi di co-sviluppo in Italia e nei principali paesi Europei di riferimento.
- 2) **Repowering dei propri impianti in Italia e all’estero:** in considerazione dell’evoluzione tecnologica del settore eolico e solare, ERG si pone l’obiettivo di effettuare il repowering degli assets attualmente dotati di tecnologie ormai datate, con tecnologie di ultima generazione finalizzate ad un forte incremento delle produzioni, sfruttando la qualità dei siti più produttivi. I ricavi dei nuovi parchi saranno securizzati attraverso la partecipazione al sistema delle aste o per il tramite di contratti a lungo termine cosiddetti PPA.
- 3) **M&A:** ERG intende cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di interesse per ERG, facendo leva sulle risorse finanziarie derivanti dall’asset rotation, sull’esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

Il Piano Industriale 2022 – 2026 integra al suo interno il Piano ESG, allineato ai *Sustainable Development Goals* delle Nazioni Unite, che conferma la mission del Gruppo “*keep growing in RES acting as #SDGsContributor*”

Una nuova organizzazione e una mirata attività di re-skilling supporteranno il nuovo piano, che sarà, garantito inoltre da una solida struttura finanziaria.

L’action plan per il periodo 2022-2026 continuerà ad essere basato su:



- **1. Repositioning Portfolio:** riposizionamento del portafoglio su base “quasi-regolata” con maggiore capacità installata nelle tecnologie RES pure (Wind & Solar), ricavi securizzati attraverso Cfd e PPA ed un incremento della diversificazione geografica e tecnologica.

- **2. Reinforcing Organization:** rafforzamento dell’organizzazione, in particolare nelle aree di Business Development, Costruzioni e Sales.

- **3. Rotating Invested Capital:** perfezionata la cessione del business idroelettrico il 3 Gennaio 2022. Il successivo 9 Febbraio è stato raggiunto un accordo sempre con ENEL Produzione per la cessione dell’impianto CCGT a Priolo, la cui finalizzazione è prevista nel corso del terzo trimestre 2022. Le risorse finanziarie derivanti dall’asset rotation saranno destinate alla crescita nelle tecnologie RES (Wind & Solar)

L’obiettivo a fine piano è di raggiungere una potenza installata di 4,6 GW con un incremento di 2,2 GW attraverso:

- progetti attualmente in costruzione UK, Polonia, Francia Svezia e Repowering in Italia: +0,5 GW;
- ulteriori progetti di repowering nell’eolico in Italia e all’estero: +0,2 GW (su base differenziale);
- progetti greenfield nell’eolico e nel solare: +0,5 GW;
- operazioni di M&A per circa 1 GW (di cui circa 0.1 già finalizzate ad inizio 2022).

L’ EBITDA atteso è di circa 560 milioni di euro nel 2026, per l’85-90% di natura quasi-regolata, grazie alla partecipazione ad aste competitive per l’aggiudicazione di CFD o contratti di vendita dell’energia di lungo periodo a prezzi prefissati, PPA (Power Purchase Agreements).




Gli investimenti relativi alla strategia delineata ammontano complessivamente a circa 2,9 miliardi di euro, di cui 2,8 miliardi destinati alla crescita nelle rinnovabili, e un indebitamento a fine 2026 pari a 2,1 miliardi di euro vs 2,0 miliardi di euro a fine 2021.

ERG ha una struttura finanziaria solida in grado di supportare la crescita in modo sostenibile con l’obiettivo di mantenere il rating Investment Grade BBB da parte dell’agenzia di rating Fitch.

Alla luce della solidità finanziaria del Gruppo, anche a seguito delle risorse provenienti dalle dismissioni, nonché le positive prospettive di crescita, il nuovo Piano Industriale prevede l’incremento del dividendo da 0.75 a 0.90 Euro per azione nel quinquennio di Piano.

Obiettivi Piano Strategico 2022-2026

	-	Obiettivi del BP 2021-2025	Nuovi obiettivi al 2026
	Crescita Portafoglio RES	• +1,5GW attraverso RPW, Greenfield e M&A	• +2,2 GW 22-26 (+309 MW nel 2021) • 4,6 GW di capacità installata nel 2026 (+2,5GW 21-26)
	Securizzazione dei ricavi	• 80% regolato	• 85-90% regolato sul MOL totale; • 2022: PPA/asta in UK; PPA in Svezia; aste per RPW in Italia
	Diversificazione geografica	• ~10 paesi (vs 7 @ 2020)	• 9-10 paesi: MOL all’estero pari a ~50% @2026
	Solare come pillar strategico	• +0,5GW di solare	• ~650 MW di solare (su 2.200MW) • ~20% di solare sulla capacità totale @2026
	Investimento in innovazione	• Ricerca di opportunità	• Lancio del progetto Recharge (Storage)

	Asset Rotation per Fonti Convenzionali	<ul style="list-style-type: none"> • Opportunità di asset rotation 	<ul style="list-style-type: none"> • Completamento della cessione del CCGT
	Integrazione dei temi ESG	<ul style="list-style-type: none"> • Piano ESG 	<ul style="list-style-type: none"> • Aggiornamento Piano ESG con KPI più sfidanti
	Politica dividendi	<ul style="list-style-type: none"> • 0,75 € per azione 	<ul style="list-style-type: none"> • 0,90€ per azione (+20% vs precedente)





Il piano ESG

La strategia ESG di ERG si fonda su quattro “pillars”, strettamente correlati ed integrati nel nostro modello di business:

1. Planet: lotta al climate change;
2. Engagement: impegno a favore dei territori;
3. People: attenzione alla crescita e al benessere delle persone;
4. Governance: principi ed organi di gestione ispirati alle best practice.

Il piano ESG 2022–2026 prevede 16 obiettivi, ben definiti e misurabili attraverso KPI monitorati costantemente, nell’ottica di garantire un reale contributo alla creazione di valore nel tempo a tutti i nostri stakeholders e al raggiungimento di 14 dei 17 Sustainable Development Goals stabiliti dalle Nazioni Unite, inseriti nel sistema di incentivazione a breve e a lungo termine del management.

All’interno dei 16 target abbiamo identificato 8 priorità strategiche che saranno gli elementi distintivi del nostro piano ESG e altri 8 obiettivi su progetti già avviati nell’ottica di un continuous improvement.

	Priorità strategiche	Progetti già avviati
 <p>PLANET</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Net Zero • Circular Economy (Wind & Solar) 	<ul style="list-style-type: none"> • Energy Efficiency • Biodiversity
 <p>ENGAGEMENT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ERG Academy for Next Generation • >1% for the Community 	<ul style="list-style-type: none"> • Trust & Reputation
 <p>PEOPLE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ERG Academy for ERG People • Inclusion & Diversity 	<ul style="list-style-type: none"> • Health & Safety always • Employees’ well-being
 <p>GOVERNANCE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ESG objectives into MBO and LTI • ESG Finance 	<ul style="list-style-type: none"> • Tax Control Framework abroad • Sustainable Procurement • Enhancing Governance Model

Nel **Pillar Planet** ERG si pone l’ambizioso obiettivo di diventare Net Zero al 2040, e ribadisce il forte impegno verso l’economia circolare con l’obiettivo di recupero dei materiali dalle attività di dismantling di tutti i nostri impianti, sia eolici che solari oggetto di repowering. Tale obiettivo ambientale verrà affiancato da progetti di riutilizzo in ambito Sociale dei Pannelli Fotovoltaici in buono stato.

Nel **Pillar Engagement** continueremo ad impegnarci nel supportare i nostri territori, con un contributo pari ad almeno l'1% del fatturato da destinarsi alle comunità locali dove siamo presenti con i nostri impianti. Getteremo anche le basi per la ERG Academy che avrà programmi di education per le Next Generation sui temi della Sostenibilità e delle Energie Rinnovabili ed includerà anche tutti i contenuti di formazione per le nostre persone.

Nel **Pillar People** prevediamo, infatti, programmi di crescita delle nostre persone con obiettivi al 2026 sia in termini di definizione di piani di sviluppo individuale (almeno per l'80% delle ERG People) che in termini di attività di formazione interna (per il 100% delle nostre persone). Un punto fondamentale della nostra strategia è sulla Diversity&Inclusion perché vogliamo continuare a lavorare per una ERG più internazionale e inclusiva, cercando di creare i giusti presupposti in modo che tutti i talenti possano esprimersi.

Nel **Pillar Governance**, continua l'impegno per avere una governance best in class, prevendo target ESG nei sistemi di remunerazione MBO / LTI. Abbiamo l'obiettivo di garantire strategie finanziarie sempre più Green, con il 90% dei finanziamenti "Green".

Nel corso del 2021, ERG ha compiuto importanti passi avanti nel percorso delineato dal piano ESG e i risultati raggiunti sono in linea con gli obiettivi definiti nel Piano ESG e inclusi anche nel sistema di incentivazione di breve termine. Di seguito, in sintesi i risultati raggiunti:

	<p style="text-align: center;">PLANET</p> <p>1. Carbon Neutrality: - Carbon Index in riduzione del 20%</p> <p>2. >98% Circular Wind: - 100% pale Reblading recuperate</p> <p>3. Energy Efficiency : - Rinnovo TEE per 10 anni per modulo 1 CCGT - Solar: 1,8 GWh (+ 0,5 GWh vs Target 2021)</p>
	<p style="text-align: center;">ENGAGEMENT</p> <p>4. Next Generation: - Italia: @2021: 5832 student raggiunti</p> <p>5. 1% for the Community: - Entrata in esercizio dei parchi di COD a Dicembre 2021 dei 2 parchi Evishagaran e Craiggore in UK (in linea con Piano ESG)</p> <p>6. Trust & Reputation: - Punteggio 2021 66,7/100 (target 65/100)</p>
	<p style="text-align: center;">PEOPLE</p> <p>8. Diversity & Inclusion: - +60% incremento netto organico femminile - Approvata D&I Policy</p> <p>9. Health & Safety, always: - IF=2,39 (target 2,95) - IG=0,09 (target <1)</p>
	<p style="text-align: center;">GOVERNANCE</p> <p>10. Sustainability Incentives: - 100% MBO/LTI con obiettivi ESG</p> <p>11. Enhancing Governance Model: - Gender Diversity e indipendenza in BoD & Comitati Consiliari - Lead Independent Director</p> <p>13. Sustainable Procurement: - Assessment 2021: +3% (target +2%)</p>

Variazione perimetro di business nel 2021

▪ **Eolico - Svezia**

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. Il progetto prevede l'installazione di 10 turbine Siemens Gamesa da 6.2 MW di ultimissima generazione la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3.400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre 2021 e l'entrata in esercizio è prevista 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. BayWa r.e supporterà ERG durante tutta la fase di costruzione fino alla messa in esercizio dell'impianto.

▪ **Eolico, Solare – Francia**

In data **24 giugno 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW. L'entrata media in esercizio del portafoglio è il 2017, gli impianti beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2034. La produzione totale stimata annua è di 174 GWh, pari a oltre 2400 ore equivalenti per gli asset eolici e oltre 1200 ore equivalenti per quelli fotovoltaici e corrispondenti a 95 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.

Il valore dell'operazione in termini di equity value è di 45 milioni di euro. L'Ebitda medio atteso è di circa 11 milioni di euro e la posizione finanziaria netta a fine 2020 di 101 milioni di euro.

In considerazione del fatto che le società sono state acquisite alla fine di giugno, la presente Relazione riflette il pieno contributo a conto economico dei risultati degli asset acquisiti dal secondo semestre.

▪ **Eolico, Solare – Francia e Germania**

In data **1 ottobre 2021** ERG, tramite le proprie controllate ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile in operation di 152,4 MW in Francia ed in Germania.

Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW.

Gli impianti sono entrati in esercizio tra il 2013 ed il 2015, beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2032 ed hanno una produzione totale annua stimata di 273 GWh pari a circa 2.100 ore equivalenti per gli asset eolici e circa 1.300 ore equivalenti per quelli fotovoltaici, corrispondenti a 150 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di 202 milioni di euro. La presente Relazione riflette il pieno contributo a conto economico degli assets acquisiti a partire dal quarto trimestre 2021.

▪ **Idroelettrico**

Si segnala che, come meglio precisato nei fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio e successivi, in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato l'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021.

La presente Relazione non riflette pertanto gli effetti della cessione.

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2021 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 28,44 Euro, in crescita (+21,5%) rispetto a quella della fine dell'anno 2020, a fronte di un analogo andamento nello stesso periodo degli indici di borsa FTSE All Share (+23,7%), FTSE Mid Cap (+30,8%) ed Euro Stoxx Utilities Index (+3,2%) e di un calo dello S&P Global Energy Index(-17.2%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,32 Euro (14 maggio 2021) ed un massimo di 31,72 Euro (29 ottobre 2021).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 dicembre 2021:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.12.21	28,44
Prezzo massimo (29.10.21) ⁽¹⁾	31,72
Prezzo minimo (14.05.21) ⁽¹⁾	22,32
Prezzo medio	26,11

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

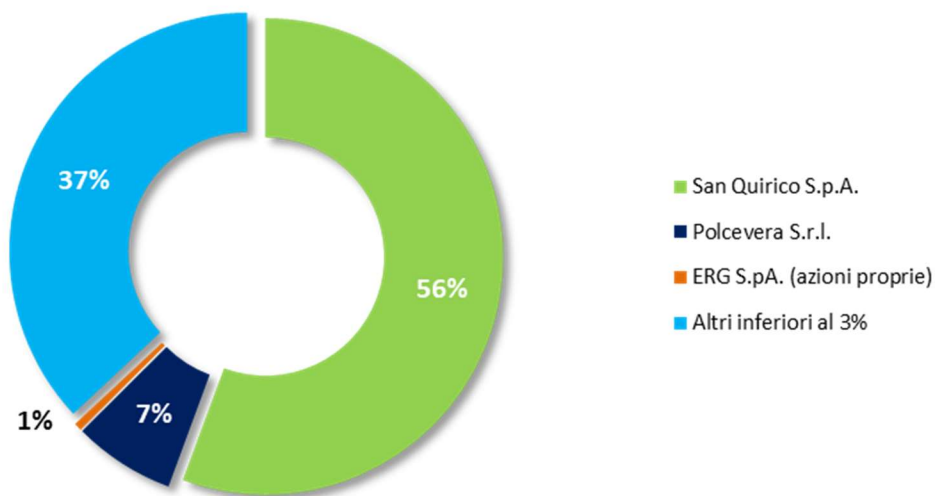
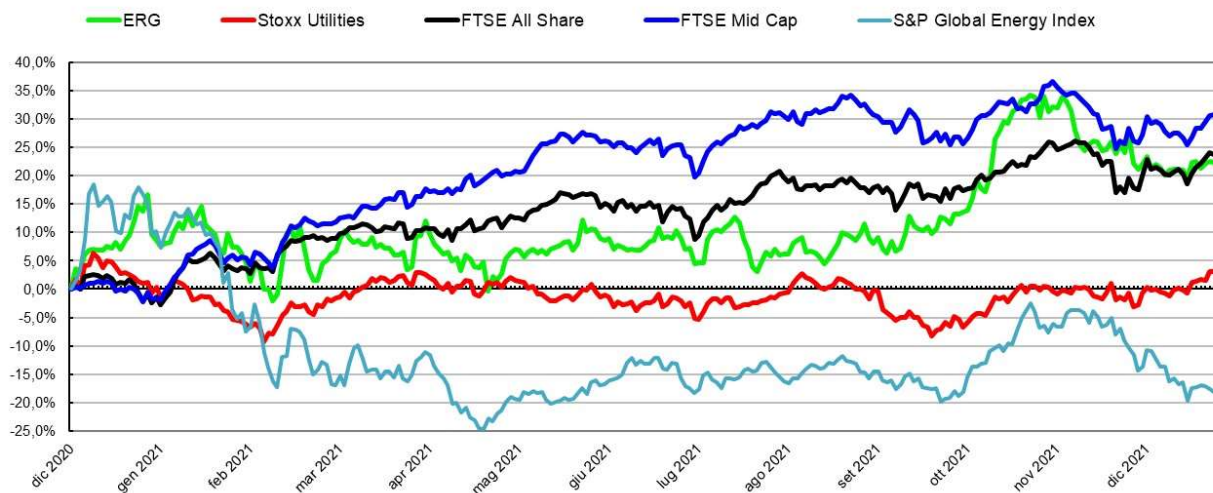
Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (16.04.21)	1.711.009
Volume minimo (28.12.21)	49.944
Volume medio	268.310

La capitalizzazione di borsa a fine anno ammonta a circa 4.275 milioni di Euro (3.517 milioni alla fine del 2020).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.313.514.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 31 dicembre 2021

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share, FTSE Mid Cap, S&P Global Energy Index
Variazione % dal 30/12/20 al 30/12/2021



Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Corporate

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
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 28/01/2021
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.	Comunicato Stampa del 21.04.2021
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 e ha approvato il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023). 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.	Comunicato Stampa del 26.04.2021
14 maggio 2021	Il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e il Piano ESG 2021-2025. Continua la crescita nelle rinnovabili nel segno della sostenibilità attraverso un incremento della potenza installata di 1,5 GW, investimenti per circa 2 miliardi di euro ed un EBITDA a fine piano pari a 550 milioni di euro.	Comunicato Stampa del 14.05.2021
5 agosto 2021	ISS ESG ha promosso ERG al rating A- (precedente B+), posizionando il Gruppo al primo posto del ranking mondiale nel settore "Electric Utilities" che comprende 125 aziende a livello internazionale.	Comunicato Stampa del 05/08/2021
5 agosto 2021 e 8 settembre 2021	ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un terzo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 10 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 3 miliardi. L'emissione ha forma di Green Bond e si prevede di destinarne circa il 40% al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG e il restante 60% circa al finanziamento di nuovi progetti da fonte eolica e solare nei Paesi Europei in cui ERG opera. Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, riconoscono una cedola lorda annua al tasso fisso dello 0,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,752% del valore nominale.	Comunicato Stampa del 05/08/2021 e del 08/09/2021
14 ottobre 2021	ERG ed Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) hanno siglato un accordo di collaborazione pluriennale finalizzato ad accelerare il processo di digitalizzazione nel settore delle energie rinnovabili.	Comunicato Stampa del 14/10/2021
19 ottobre 2021	ERG entra nel nuovo MIB ESG Index di Borsa Italiana, il primo indice ESG dedicato alle 40 più importanti emittenti italiane quotate che si distinguono per le migliori pratiche nell'ambito della sostenibilità.	Comunicato Stampa del 19/10/2021
26 novembre 2021	ERG ha vinto l'Oscar di Bilancio 2021 per la categoria "Medie e piccole imprese quotate". Il riconoscimento, promosso da FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche Italiana), Borsa Italiana e Università Bocconi, premia le organizzazioni che attraverso il proprio bilancio dimostrano di voler condividere risultati e obiettivi con gli stakeholders attraverso una comunicazione puntuale e trasparente.	Comunicato Stampa del 26/11/2021
9 dicembre 2021	CDP conferma il rating "A-" di ERG nel programma Climate Change promosso da Carbon Disclosure Project (CDP), l'organizzazione globale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance aziendali nella lotta al cambiamento climatico, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra.	Comunicato Stampa del 9/12/2021

Eolico - Solare

Data	Paese	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
28 gennaio 2021	Regno Unito	ERG 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.	Comunicato Stampa del 28/01/2021
14 aprile 2021	Italia	ERG ha ottenuto le Autorizzazioni Uniche nell'ambito del progetto Repowering per i parchi eolici di Mineo - Militello - Vizzini e Monreale/Partinico, siti nella regione Sicilia, per una potenza complessiva di 143 MW.	
27 aprile 2021	Spagna	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, con un obiettivo a regime di sviluppare circa 100 MW all'anno.	Comunicato Stampa del 27.04.2021
10 maggio 2021	Svezia	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'entrata in esercizio è prevista 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
14 maggio 2021	Italia	ERG, e TIM, hanno sottoscritto un corporate PPA (Power Purchase Agreement) di durata decennale per la fornitura di 3,4 TWh di energia green per il periodo 2022-2031.	Comunicato Stampa del 14.05.2021
24 giugno 2021	Wind Francia Solar Francia	ERG ha perfezionato in data odierna l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.	Comunicati Stampa del 21.05.2021 e 24.06.2021
21 luglio 2021	UK	ERG ha sottoscritto con ElectroRoute Energy Supply Ltd. un accordo di lungo termine per due Power Purchase Agreement (PPA) per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda. La fornitura avverrà in modalità <i>'pay as produced'</i> con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. ElectroRoute garantirà inoltre il servizio di "Route to Market" per consentire l'immissione dell'energia sulla rete elettrica del Paese.	Comunicato Stampa del 21/07/2021
28 settembre 2021	Italia	ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 143 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della sesta asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, di tre progetti di repowering, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, tutti ubicati in Sicilia, per i quali ERG, lo scorso 14 aprile, aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%. L'entrata in esercizio dei nuovi parchi, la cui costruzione è in fase di avvio e la cui produzione stimata a regime è di circa 330 GWh annui, pari a circa 166 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno, è prevista tra la fine del 2022 ed il terzo trimestre del 2023. L'investimento complessivo nei tre progetti ammonta a circa 150 milioni di euro.	Comunicato Stampa del 28/09/2021
1 ottobre 2021 e 28 ottobre 2021	Wind Francia Solar Francia Wind Germania	ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile in operation di 152,4 MW in Francia ed in Germania. Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale	Comunicato Stampa del 01/10/2021 e 28/10/2021

		di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW.	
1 ottobre 2021	Francia	<p>ERG ha sottoscritto un accordo con ENGIE SA, per un Power Purchase Agreement (PPA) quinquennale per il ritiro di energia rinnovabile prodotta da cinque parchi eolici di ERG situati in Francia.</p> <p>I cinque impianti, che hanno una capacità complessiva installata di 55 MW e una produzione annua di energia di oltre 100 GWh, usciranno dallo schema di incentivi FIT (Feed in Tariff) alla fine del 2021.</p> <p>La fornitura avverrà in modalità “pay-as-produced” con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta.</p>	Comunicato Stampa del 01/10/2021
9 dicembre 2021	Spagna	<p>ERG ha sottoscritto con GEI Subasta 1 SA un accordo per l'acquisizione del 100% di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in operation situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia, rispettivamente da 50,0 e 41,6 MW per complessivi 91,6 MW.</p> <p>Gli impianti sono entrati in esercizio ad inizio 2020, hanno partecipato alle aste regolamentate dal Regio Decreto 359 del 2017 ed hanno una produzione totale annua stimata di 188 GWh, pari a oltre 2050 ore/anno equivalenti, fra le più alte in Europa, corrispondenti a 110 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.</p> <p>Il corrispettivo dell'operazione è pari a 96,2 milioni di euro (asset value). Il closing è avvenuto il 31 Gennaio 2022.</p>	Comunicato Stampa del 09/12/2021
29 dicembre 2021	Regno Unito Francia	<p>Avviati i primi due parchi eolici nel Regno Unito a Craiggore ed Evishagaran, nella contea di Londonderry nell'Irlanda del Nord, con una capacità rispettivamente di 23,5 MW e 46,8 MW, per un totale di 70,3 MW.</p> <p>A questi si aggiunge la messa in esercizio del parco eolico di Vallée dell'Aa a Pas-de-Calais, nell'Alta Francia per 7 MW. Il progetto è l'estensione del Parc Eolien Vallée de l'Aa2 da 13,2 MW avviato dal Gruppo a fine 2018.</p>	Comunicato Stampa del 29/12/2021

Idroelettrico

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
2 agosto 2021	<p>ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l.</p> <p>Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate. Per queste risorse, grazie ad una proficua collaborazione con le componenti sindacali e la seria disponibilità del compratore, la società ha raggiunto un accordo innovativo per il settore elettrico che garantisce importanti tutele per i lavoratori ERG facenti parte della società oggetto di cessione.</p> <p>Il closing è avvenuto il 3 gennaio 2022, ed il corrispettivo ricevuto è stato pari a €1.265 mln.</p>	Comunicato Stampa del 02/08/2021

Termoelettrico

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
6 agosto 2021	<p>ERG ha concluso, attraverso la propria partecipata ERG Power Generation S.p.A, un accordo con ISAB (Gruppo Lukoil) per la modifica ed estensione al 2032 del vigente contratto di fornitura dell'intero fabbisogno energetico della raffineria ISAB di Priolo Gargallo, il cui termine era previsto al 31 marzo 2025. L'impianto CCGT di ERG fornirà su base annua un quantitativo di circa 150 GWh di energia elettrica e circa un milione di tonnellate di vapore a ISAB, principale consumatore del sito di Priolo.</p>	Comunicato Stampa del 06/08/2021

Emergenza Covid-19

Nel corso del 2021 è proseguita l'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale COVID-19; in tale contesto ERG ha continuato a mettere in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità operativa dei propri assets in condizioni di sicurezza.

La principale misura organizzativa assunta, come raccomandato anche dalle Autorità competenti, è stato il lavoro agile (smart working), esteso a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta (100% del personale con funzioni "impiegatizie"), con la sola esclusione del personale dedicato all'esercizio e alla manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità operativa e gestionale in sicurezza degli asset aziendali.

Nel corso del 2021 la prestazione lavorativa si è svolta in una prima fase in modalità Smart Working cinque giorni su cinque; successivamente, a partire dal mese di luglio tale modalità è stata confermata per due giorni lavorativi alla settimana. Tale possibilità, come in precedenza, è estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane ed estere del Gruppo laddove questa modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate e assicuri la massima attenzione nel garantire la piena continuità delle attività aziendali.

ERG continua a gestire in maniera molto attenta il personale impegnato nei siti produttivi, mediante l'adozione delle opportune misure di sicurezza "Organizzative" (atte a garantire il distanziamento sociale e la rimodulazione delle attività operative e logistiche) e di "Prevenzione e Protezione" (formazione e informazione, dispositivi di protezione individuale, misure di igiene personale e pulizia/sanificazione degli ambienti di lavoro), nel rispetto del Protocollo anti-Covid negli ambienti di lavoro, delle indicazioni delle Autorità Competenti e di concerto con le Organizzazioni Sindacali. I documenti Aziendali che regolamentano le azioni intraprese sono stati messi a disposizione di tutto il personale in un'apposita sezione della intranet aziendale e sono oggetto di periodico aggiornamento.

Nel più ampio quadro della campagna nazionale di vaccinazioni in atto e con l'intento di contribuirvi in maniera proattiva, ERG ha effettuato una campagna informativa sui vaccini, con l'obiettivo di favorire l'adesione delle persone in maniera consapevole. L'iniziativa è stata affidata ai Responsabili interni dei Servizi di Prevenzione e Protezione ed ai medici aziendali delle varie sedi.

Dall'inizio della pandemia non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020 ed ulteriori 74 ingressi nel corso del 2021 al fine di supportare il percorso di crescita della società. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate anche destinando apposite risorse finanziarie da parte delle società del Gruppo e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

A partire dal 15 ottobre così come previsto dal decreto-legge n. 127 del 21 settembre 2021 per accedere ai luoghi di lavoro è obbligatorio essere in possesso ed esibire, su richiesta, la Certificazione verde COVID-19 (Green pass), fatta eccezione per coloro che sono esentati dalla campagna vaccinale sulla base di idonea certificazione medica. La modalità operativa individuata per l'organizzazione delle verifiche sul possesso del Green pass è a campione; per ogni sede sono state definite le specifiche modalità operative in considerazione della variabilità delle attività svolte e del numero di persone presenti; per i suddetti controlli viene anche utilizzato il portale INPS, che consente la verifica automatizzata del possesso delle certificazioni verdi COVID-19 per l'accesso ai luoghi di lavoro.

RISULTATI DEL PERIODO E SCENARIO

Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾ Anno		Adjusted ⁽¹⁾ Anno	
	2021	2020	2021	2020
Principali dati economici				
Ricavi	1.038	856	1.232	974
Margine operativo lordo	426	401	580	481
Risultato operativo netto	163	145	304	183
Risultato netto	174	110	203	107
di cui Risultato netto di Gruppo	173	108	202	106
Principali dati finanziari				
Capitale investito netto ⁽³⁾	3.749	3.308	3.608	3.209
Patrimonio netto	1.569	1.768	1.556	1.770
Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	2.181	1.540	2.051	1.439
di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	237	417	237	417
Leva finanziaria	58%	47%	57%	45%
Ebitda Margin %	41%	47%	47%	49%

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

⁽²⁾ Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate. I valori *reported* dell'esercizio 2020 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS5.

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

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

		Anno	
		2021	2020
Dati operativi			
Capacità installata impianti eolici a fine periodo	<i>MW</i>	2.198	1.967
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	3.917	3.911
Capacità installata impianti termoelettrici	<i>MW</i>	480	480
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.869	2.441
Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	<i>MW</i>	527	527
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.637	1.097
Capacità installata impianti solari a fine periodo	<i>MW</i>	220	141
Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	240	228
Vendite totali di energia elettrica	<i>milioni di KWh</i>	14.160	14.897
Investimenti ⁽⁵⁾	<i>milioni di Euro</i>	648	156
Dipendenti a fine periodo	<i>Unità</i>	808	784
Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾			
Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	149	119
Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	112	96
Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	88	89
Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	101	78
Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	128	66
Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	135	56
Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.	n.a.
Solare Italia	<i>Euro/MWh</i>	335	315
Solare Francia	<i>Euro/MWh</i>	90	0
Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	118	109
Termoelettrico ⁽⁷⁾	<i>Euro/MWh</i>	30	35

⁽⁵⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 389 milioni.

⁽⁶⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

⁽⁷⁾ Relativamente al termoelettrico si intende il margine di contribuzione al netto dei costi variabili associati (tra cui i principali CO₂, gas).

Risultati per settore

(milioni di Euro)	Anno		
	2021	2020	Δ
Ricavi adjusted			
Eolico	515	402	113
Solare	75	73	3
Idroelettrico	194	118	76
Termoelettrico ⁽¹⁾	448	381	66
Corporate	38	36	3
<i>Ricavi infrasettori</i>	(38)	(36)	(3)
Ricavi adjusted	1.232	974	258
Margine operativo lordo adjusted			
Eolico	358	282	76
Solare	66	66	0
Idroelettrico	151	81	70
Termoelettrico ⁽¹⁾	21	67	(46)
Corporate	(17)	(15)	(2)
Margine operativo lordo adjusted	580	481	99
Ammortamenti e svalutazioni			
Eolico	(155)	(165)	10
Solare	(42)	(42)	0
Idroelettrico	(44)	(57)	14
Termoelettrico	(31)	(30)	(2)
Corporate	(4)	(4)	(0)
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(276)	(298)	22
Risultato operativo netto adjusted			
Eolico	203	118	85
Solare	24	23	0
Idroelettrico	108	24	84
Termoelettrico ⁽¹⁾	(10)	37	(48)
Corporate	(20)	(19)	(2)
Risultato operativo netto adjusted	304	183	121
Investimenti ⁽²⁾			
Eolico	538	127	411
Solare	76	2	73
Idroelettrico	7	6	0
Termoelettrico	25	18	7
Corporate	2	2	(0)
Totale investimenti	648	156	492

⁽¹⁾ 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 173 milioni (50 milioni nel 2020).

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

Commento ai risultati del periodo

Nel 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 1.232 milioni, in aumento di 258 milioni rispetto al 2020 (974 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico e dell'eolico in Italia, dell'incremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh) e dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia. Questi effetti sono stati solo in parte compensati dalla riduzione della produzione dell'eolico all'estero e dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted**¹⁴, al netto degli special item, si attesta a 580 milioni, in aumento di 99 milioni rispetto ai 481 milioni registrati nel 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+76 milioni):** margine operativo lordo pari a 358 milioni, in aumento rispetto al 2020 (282 milioni) per effetto del miglior risultato Italia pari a 243 milioni (165 milioni nel 2020) prevalentemente dovuto alla maggior ventosità oltre al maggior valore dell'incentivo GRIN e al miglior scenario di mercato rispetto a quello particolarmente depresso del 2020. Margine estero pari a 115 milioni in lieve riduzione (117 milioni nel 2020), nonostante il contributo derivante dal consolidamento dei nuovi parchi in Francia e Germania, per effetto di peggiori condizioni anemologiche rispetto ai valori particolarmente elevati del 2020 (1.838 GWh nel 2021 rispetto ai 2.009 GWh del 2020).
- **Solare:** il margine operativo lordo, pari a 66 milioni, risulta sostanzialmente in linea al 2020 anche grazie al contributo di 1 milione derivante dall'acquisizione di nove parchi solari in Francia.
- **Idroelettrico (+70 milioni):** margine operativo lordo di 151 milioni (81 milioni nel 2020), in forte aumento rispetto all'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori (1.637 GWh nel 2021 rispetto ai 1.097 GWh del 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa nei primi mesi dell'anno, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.
- **Termoelettrico (-46 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 21 milioni, è inferiore rispetto ai 67 milioni del 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 22 milioni. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione dovuto prevalentemente al significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato solo in parte dalle operazioni di copertura. I risultati risentono della fermata generale del Modulo 1 volta a garantire la qualifica CAR, avviata ad inizio settembre e conclusasi nei primi giorni di dicembre. Si ricorda inoltre che il 2020 aveva beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 304 milioni (183 milioni nel 2020) dopo ammortamenti per 276 milioni, in sensibile decremento rispetto al 2020 (298 milioni) principalmente a seguito dell'effetto della rivisitazione della vita utile di alcuni *asset* relativi agli impianti idroelettrici ed eolici, solo parzialmente compensato dal contributo degli *asset* eolici e solari acquisiti nell'anno.

Il **risultato operativo netto** è stato pari a 163 milioni (145 milioni nel 2020) dopo ammortamenti e svalutazioni per 263 milioni (256 milioni nel 2020), che include l'applicazione del principio IFRS5 con lo storno dei risultati economici afferenti al business idroelettrico oggetto di vendita oltre che gli effetti della svalutazione degli *asset* eolici oggetto di Repowering.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 202 milioni, inclusivo di circa 2 milioni spettanti alle minorities, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2020 (106 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (29 milioni) sono risultati inferiori rispetto all'analogo periodo del 2020 (47 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso degli ultimi due anni.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 173 milioni in aumento rispetto ai 108 milioni del 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate. Il risultato inoltre comprende gli effetti dell'applicazione del principio IFRS 5 per ERG Hydro e la svalutazione degli *asset* eolici oggetto di Repowering ed i costi legati alle operazioni di *liability management* effettuate nel corso del 2021.

Nel 2021 gli **investimenti** sono stati pari a 648 milioni (156 milioni nel 2020) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici e solari in Francia (147 milioni) avvenuta a giugno, di un progetto per la

¹⁴ il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni, agli altri special items per 12 milioni ed alla riclassifica IFRS 5.

realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni) e di parchi eolici e solari in Francia e Germania (per 202 milioni) avvenuta a ottobre. Nel corso del periodo sono stati inoltre effettuati **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** per circa 258 milioni di cui l'86% nel settore Eolico (74% nel 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW (di cui 70 MW entrati in funzione a dicembre), Polonia per 60 MW, Francia 27 MW (di cui 7 MW entrati in funzione a dicembre) e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; il 10% si riferisce al settore Termoelettrico (17% nel 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato, che hanno garantito la qualifica di CAR ("Cogeneratività Alto Rendimento") per il Modulo 1 del CCGT per altri dieci anni, il 3% al settore Idroelettrico (6% nel 2020), l'1% al settore Solare (3% nel 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **2.051 milioni**, in aumento (612 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia, Germania e Svezia (389 milioni), gli investimenti del periodo (258 milioni) principalmente legati allo sviluppo dei parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi agli azionisti (114 milioni), il pagamento delle imposte (42 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (321 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (498 milioni¹⁵) ed altre poste positive (14 milioni).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 344 milioni (277 milioni al 30 settembre 2021 e 23 milioni al 31 dicembre 2020)

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 dicembre 2021 a circa 129 milioni.

¹⁵ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

Risultati del periodo – Business

Mercato Di Riferimento

Scenario prezzi

Scenario prezzi (Euro/MWh)	Anno	
	2021	2020
Italia		
PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	125,5	38,9
Prezzo energia elettrica zona Nord	125,2	37,8
Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	125,4	38,7
Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	125,3	39,7
Prezzo energia elettrica zona Sud	123,6	39,0
Prezzo energia elettrica Sardegna	123,6	39,0
Prezzo energia elettrica Sicilia	129,0	46,2
Prezzo energia elettrica Calabria	123,3	n.a.
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	143,1	45,3
Prezzo zonale Centro Sud (peak)	139,3	45,0
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	109,4	99,1
Eestero		
Francia (Energia Elettrica base load)	109,2	32,2
Germania (Energia Elettrica base load)	96,8	30,7
Polonia	128,9	77,8
<i>di cui (Energia Elettrica base load)</i>	87,0	46,8
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	41,9	31,0
Bulgaria (Energia Elettrica base load)	108,7	39,3
Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	140,8	68,8
<i>di cui Energia Elettrica base load</i>	111,4	39,4
<i>di cui Certificato Verde</i>	29,4	29,4
Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	136,1	37,6
Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	137,6	39,6

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia – Domanda e produzioni

Mercato Italia (GWh) ⁽¹⁾	Anno	
	2021	2020
Domanda	318.075	301.180
Consumo pompaggi	2.827	2.668
Import/Export	42.793	32.200
Produzione interna ⁽²⁾	278.109	271.648
di cui		
<i>Termoelettrica</i>	180.579	173.888
<i>Idroelettrica</i>	46.317	48.952
<i>Geotermica</i>	5.526	5.647
<i>Eolica</i>	20.619	18.609
<i>Fotovoltaico</i>	25.068	24.552

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

⁽²⁾ Produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

Nel 2021, la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 318 TWh, in aumento del 5,6% rispetto ai valori registrati nel 2020. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 19,0 TWh, in aumento (+3,5%) rispetto al 2020, inoltre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è stata attiva nel 2021 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 44,8 TWh (+7,5%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 278,1 TWh, in aumento

rispetto all'analogo periodo 2020, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 42,7 TWh +33 % rispetto al 2020).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 65% da centrali termoelettriche e per il restante 35% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al 2020 risultano in aumento le produzioni derivanti da tutte le fonti rinnovabili ad eccezione della produzione idroelettrica che registra una riduzione del 5%.

Vendite del Gruppo

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'UO di Energy Management & Sales 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 **2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 14,2 TWh (14,9 TWh nel 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,7 TWh (7,7 TWh nel 2020), di cui circa 1,9 TWh all'estero e 5,8 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2020).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte è riportata nella tabella¹⁶ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)	FY		Vendite di energia elettrica (GWh)	FY	
	2021	2020		2021	2020
Wind - produzione eolica Italia	2.078	1.902	Energia elettrica venduta a clienti captive	513	441
Wind - produzione eolica Estero	1.838	2.009			
Solare - produzione fotovoltaica Italia	216	228			
Solare - produzione fotovoltaica Estero	24	-			
CCGT - produzione termoelettrica	1.869	2.441	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	11.784	12.447
Hydro - produzione idroelettrica	1.637	1.097	Energia elettrica venduta all'estero	1.863	2.009
ERG Power Generation - acquisti	6.497	7.219			
Totale	14.160	14.897	Totale	14.160	14.897

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 dall'Unità Operativa Energy Management & Sales 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, anche attraverso l'utilizzo di Power Purchase Agreement (PPA).

¹⁶ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

EOLICO

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

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

Potenza installata (MW)	Anno			
	2021	2020	Δ	Δ%
- Italia	1.093	1.093	0	0%
di cui				
<i>Campania</i>	247	247	0	0%
<i>Calabria</i>	120	120	0	0%
<i>Puglia</i>	249	249	0	0%
<i>Molise</i>	79	79	0	0%
<i>Basilicata</i>	89	89	0	0%
<i>Sicilia</i>	198	198	0	0%
<i>Sardegna</i>	111	111	0	0%
- Estero	1.105	874	230	26%
di cui				
<i>Germania</i>	327	272	55	20%
<i>Francia</i>	502	397	105	27%
<i>Polonia</i>	82	82	0	0%
<i>Bulgaria</i>	54	54	0	0%
<i>Romania</i>	70	70	0	0%
<i>UK</i>	70	0	70	n.a.
Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	2.198	1.967	230	12%

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 dicembre 2021, pari a 2.198 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 750 MW incentivati) e per 1.105 MW a parchi all'estero (di cui 946 MW incentivati). Si ricorda che nell'anno, la capacità è aumentata in Francia 105 MW, Germania 55 MW e UK 70 MW a seguito delle recenti acquisizioni di 13 parchi eolici in Francia e Germania e dell'entrata in esercizio di un parco in Francia e di due parchi in UK.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici (milioni di euro)	Anno	
	2021	2020
Ricavi adjusted	515	402
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	358	282
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(155)	(165)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	203	118
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	538	127
Ebitda Margin % ⁽²⁾	70%	70%
Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	3.917	3.911

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

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

I ricavi consolidati registrati nel 2021 risultano in aumento principalmente a seguito dell'aumento delle produzioni in Italia, dello scenario di mercato in crescita oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN (da 99,0 a 109,4 €/MWh) in Italia, solo in parte compensato dalle minori produzioni Estero rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel 2021, considerando il valore di cessione dell'energia,

inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 149 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 119 Euro/MWh del 2020 principalmente per effetto del maggior ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia al netto delle coperture e dal maggior valore dell'incentivo GRIN.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi di mercato dell'energia dell'anno precedente. Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo. I maggiori prezzi di mercato dell'anno avranno quindi un forte impatto sul valore dell'incentivo GRIN del 2022 che passerà da 109,4 €/MWh a 42,9 €/MWh

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

Ricavi adjusted <i>(milioni di euro)</i>	Anno		Δ	$\Delta\%$
	2021	2020		
Italia	317	227	90	40%
Estero	198	175	23	13%
di cui				
<i>Germania</i>	48	45	3	6%
<i>Francia</i>	76	85	(9)	-11%
<i>Polonia</i>	22	19	3	15%
<i>Bulgaria</i>	23	12	11	87%
<i>Romania</i>	29	13	16	124%
<i>UK</i>	-	-	-	n.a.
Totale	515	402	113	28%

Ricavi netti unitari <i>Euro/MWh</i>	Anno		Δ	$\Delta\%$
	2021	2020		
Eolico Italia	149	119	30	25%
Eolico Germania	112	96	16	17%
Eolico Francia	88	89	(1)	-2%
Eolico Polonia	101	78	23	30%
Eolico Bulgaria	128	66	61	92%
Eolico Romania	135	56	79	140%
Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **2021** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88 Euro/MWh e 112 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), con Francia in linea rispetto al 2020 e Germania in aumento per effetto del miglior scenario di mercato. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari nell'Est Europa si sono verificate in Romania (+140%), Polonia (+30%) e Bulgaria (+92%) a seguito del forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

Produzioni (GWh)	Anno			
	2021	2020	Δ	Δ%
- Italia	2.078	1.902	176	9%
di cui				
<i>Campania</i>	475	430	45	10%
<i>Calabria</i>	227	239	(12)	-5%
<i>Puglia</i>	516	461	54	12%
<i>Molise</i>	165	151	13	9%
<i>Basilicata</i>	180	166	13	8%
<i>Sicilia</i>	320	262	58	22%
<i>Sardegna</i>	196	191	5	2%
- Estero	1.838	2.009	-171	-9%
di cui				
<i>Germania</i>	428	470	(42)	-9%
<i>Francia</i>	865	952	(88)	-9%
<i>Polonia</i>	216	244	(28)	-11%
<i>Bulgaria</i>	148	150	(2)	-1%
<i>Romania</i>	181	193	(11)	-6%
<i>UK</i>	0	0	0	n.a
Produzioni complessive parchi	3.917	3.911	5	0%

Nel **2021** la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 3.917 GWh risulta in linea con il 2020 (3.911 GWh), per effetto dei maggiori volumi in Italia (+9%) compensati dalle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-9%) rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020.

L'aumento delle produzioni in Italia (+176 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, con volumi superiori in tutte le regioni ad eccezione della Calabria -5%. In particolare, la Sicilia ha registrato volumi fortemente superiori +22%.

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 171 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 (-88 GWh), nonostante il consolidamento di cinque parchi a partire dal 30 giugno 2021 (+61 GWh) e tre parchi a partire dal 1 ottobre 2021 (+30 GWh), Germania (-42 GWh) nonostante il consolidamento di cinque parchi nel quarto trimestre (+28 GWh) e Polonia (-28 GWh).

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

Load Factor %	Anno		
	2021	2020	Δ
- Italia	22%	20%	2%
di cui			
<i>Campania</i>	22%	20%	2%
<i>Calabria</i>	22%	23%	-1%
<i>Puglia</i>	24%	21%	3%
<i>Molise</i>	24%	22%	2%
<i>Basilicata</i>	23%	21%	2%
<i>Sicilia</i>	18%	15%	3%
<i>Sardegna</i>	20%	20%	1%
- Estero	23%	26%	-4%
di cui			
<i>Germania</i>	17%	20%	-3%
<i>Francia</i>	23%	27%	-5%
<i>Polonia</i>	30%	34%	-4%
<i>Bulgaria</i>	31%	32%	0%
<i>Romania</i>	30%	31%	-2%
Load factor ⁽¹⁾	22%	23%	-1%

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

Nel **2021** il **load factor** complessivo, pari al 22%, è risultato lievemente inferiore a quanto registrato nell'analogo periodo 2020 (23%).

All'Estero la diminuzione del load factor dal 26% al 23% risente della bassa ventosità riscontrata nel 2021, che si confronta con quella eccezionale registrata nel 2020.

Il load factor in Italia è pari al 22% e risulta in aumento rispetto al medesimo periodo del 2020 per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate.

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

Margine operativo lordo <i>adjusted</i> <i>(milioni di euro)</i>	Anno		Δ	$\Delta\%$
	2021	2020		
Italia	243	165	78	47%
Estero	115	117	(2)	-2%
di cui				
<i>Germania</i>	28	28	(0)	-1%
<i>Francia</i>	44	58	(14)	-24%
<i>Polonia</i>	16	15	1	8%
<i>Bulgaria</i>	8	9	(1)	-10%
<i>Romania</i>	21	8	13	164%
<i>UK</i>	(2)	(1)	(1)	n.a.
<i>Svezia</i>	(0)	(0)	(0)	n.a.
Totale	358	282	76	27%

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del **2021** è pari complessivamente a 358 milioni, in aumento rispetto al 2020 (282 milioni), per effetto della maggiore ventosità Italia in un contesto generale di aumento dei prezzi di cessione dell'energia in tutta Europa, rispetto a quelli particolarmente depressi del 2020 affetti consistentemente dall'emergenza sanitaria.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto al 2020 di 78 milioni, riflette principalmente le maggiori produzioni riscontrate oltre all'aumento dei prezzi nel mercato di cessione dell'energia e del valore del prezzo dell'incentivo GRIN.

I risultati inferiori all'estero (-2 milioni) riflettono i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata in gran parte mitigati dal miglior scenario in Germania ed Est Europa e dall'effetto perimetro relativo al consolidamento dei parchi acquisiti in Francia e Germania.

L'**EBITDA margin** del **2021** è risultato complessivamente pari al 70%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in linea rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (70%).

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset e per il raggiungimento termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Investimenti

Gli investimenti del **2021 (538 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia e Germania (154 MW), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (62 MW) ed alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (123 milioni), Polonia (47 milioni), Francia (20 milioni) e Svezia (16 milioni) all'avvio delle attività di Repowering sugli impianti di Partinico-Monreale e Mineo-Militello e Vizzini (5 milioni) e al completamento delle attività di Reblading sull'impianto di Lacedonia-Monteverde (6 milioni) oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Relativamente ai parchi eolici in costruzione, i due progetti in UK (nel Nord Irlanda), Evishagan per 47 MW e Craiggore per 24 MW ed il progetto in Francia Valle dell'Aa Ext. per 7 MW sono stati avviati a fine 2021. Per i restanti parchi eolici in costruzione in UK (Scozia), Polonia e Francia le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Italia

- **ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi**

Il 26 gennaio 2021 ARERA ha pubblicato la delibera n. 22/2021 sulla determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2020, ai fini della quantificazione del valore degli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi per l'anno 2021. Tale valore medio è pari a 39,80 €/MWh; conseguentemente, il valore dell'incentivo per il 2021 è pari a 109,36 €/MWh.

Per gli incentivi relativi all'anno 2022 è stato pubblicato attraverso la delibera n. 26/2022 il prezzo medio di cessione per il 2021, pari a 125,06 €/MWh. L'incentivo per il 2022 si riduce pertanto a 42,85 €/MWh.

- **Aste eolico onshore – fotovoltaico: pubblicazione delle graduatorie della sesta e settima sessione d'asta. Calendario nuovi bandi 2022**

Lo scorso 27 settembre il GSE ha pubblicato la graduatoria del sesto bando delle aste FER di giugno 2021 prevista dal DM 4 luglio 2019.

Nella graduatoria sono inclusi i 3 progetti ERG di Repowering ERG per un totale di 143 MW. I progetti ERG sono gli unici interventi di repowering presenti in graduatoria.

A fronte di un contingente disponibile per le aste del Gruppo A (eolico più fotovoltaico) di 2.308 MW, la capacità aggiudicata si è fermata a 595 MW - suddivisa in 23 progetti fotovoltaici e 12 eolici – con un residuo non utilizzato del 74%.

La tariffa di riferimento è stata di 66,5 €/MWh, mentre lo sconto massimo offerto dagli aggiudicatari ammonta al 2,06%, valore praticamente coincidente al minimo ribasso consentito del 2%. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%.

La settima ed ultima asta ad oggi prevista dal DM 4 luglio 2019 si è tenuta nel periodo tra il 30 settembre e il 30 ottobre 2021; il contingente ad asta per il Gruppo A, che tiene conto anche della capacità non assegnata nei bandi precedenti, è pari a 3.312 MW.

Il 28 gennaio 2022 il GSE ha pubblicato i risultati della settima asta FER prevista dal Decreto.

Nella graduatoria sono risultati aggiudicatari 2 progetti ERG, uno di Repowering e uno di nuova costruzione per un totale di 97,2 MW.

A fronte di un contingente disponibile per le aste del Gruppo A (eolico più fotovoltaico) di 3.312,5 MW, la capacità aggiudicata è stata pari a 975 MW - suddivisi in 59 progetti fotovoltaici per 582,5 MW e 18 eolici per 392,5 MW – con un residuo non utilizzato del 70%.

La tariffa di riferimento è stata di 66,5 €/MWh, mentre lo sconto massimo offerto dagli aggiudicatari ammonta al 3,5%, con uno sconto medio del 2,1%. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%.

In attuazione del DLgs 199/2021 di recepimento della Direttiva RED II, il GSE ha pubblicato il nuovo calendario 2022 delle aste che mettono a disposizione la potenza non assegnata nelle precedenti gare previste dal DM 4/07/2019 (c.d. DM FER 1). È pertanto previsto un ottavo bando che si è aperto il 31 gennaio 2022, per l'assegnazione del contingente residuo delle aste precedenti.

Qualora anche con l'ottavo bando non venisse

assegnata tutta la potenza a disposizione, il GSE aprirà una nuova procedura di gara il 31 maggio 2022.

- **Attuazione della Strategia per l'Economia Circolare**

Lo scorso 28 settembre 2021 il Ministero della transizione ecologica ha pubblicato i decreti di attuazione della strategia per l'economia circolare definita nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR.

I Decreti ministeriali dispongono i criteri di selezione per i progetti relativi a raccolta differenziata, impianti di riciclo e iniziative “flagship” per le filiere di carta e cartone, plastiche, RAEE e tessili.

In particolare, attraverso appositi bandi sarà possibile finanziare progetti “faro” di economia circolare che promuovono l'utilizzo di tecnologie e processi innovativi in alcuni settori produttivi, tra cui impianti per il riciclo dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (c.d. RAEE), comprese pale di turbine eoliche e pannelli fotovoltaici.

Francia

- **Modifica delle procedure d'asta eoliche onshore relative all'ottava sessione 2021**

Il 19 febbraio 2021 la CRE ha aggiornato le procedure per le aste eoliche onshore. In particolare, è stato incrementato a 700 MW il contingente di potenza stabilito per l'ottava e ultima asta, conclusasi il 16 aprile 2021. Viene inoltre specificato che nel caso in cui si registrino offerte conformi superiori al contingente disponibile sarà possibile incrementarne la capacità fino a 925 MW.

- **Criteri di installazione degli aerogeneratori in aree limitrofe ai radar**

Lo scorso giugno sono stati pubblicati i criteri per l'installazione di turbine eoliche in aree soggette al controllo radar, basati sul principio dell'intervisibilità, mantenendo una distanza massima di intervisibilità di 70 km.

L'applicazione di tali nuovi criteri e il loro impatto sul settore eolico verrà monitorata dai Ministeri della Transizione ecologica e della Difesa su base trimestrale, per la durata di due anni.

- **Modifica della disciplina delle aste eoliche onshore relative al periodo 2021-2026**

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio, lo scorso 6 agosto la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste eoliche onshore per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 per 9.025 MW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) invariato a 70 euro/MWh. Viene modificato il criterio di formazione delle graduatorie, non più basato unicamente sullo sconto offerto ma anche sulla partecipazione o meno locale al progetto (*Financement collectif o Gouvernance partagé*). Sono ammessi alle aste progetti di rinnovamento di impianti eolici ove vengano rispettate alcune condizioni sull'avvio dei lavori e sui componenti utilizzati. È stata anche introdotta una clausola sull'impronta carbonica lungo il ciclo di vita della turbina.

La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata a novembre 2021 con un contingente di 700 MW, che può essere incrementato fino a 925 MW in caso di adesioni eccedenti tali contingente. Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

Romania

- **Definizione della quota d'obbligo per l'acquisto dei CV per il 2022**

Con l'ordinanza 131/2021 l'Autorità per l'energia ANRE ha definito la quota d'obbligo 2022, pari a 0,5014313 CV/MWh.

- **Approvazione della nuova modalità di *settlement* degli sbilanciamenti**

Attraverso la Risoluzione n. 63/2020 l'ANRE ha approvato il programma per l'implementazione del passaggio del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti da 1 ora a 15 minuti. L'implementazione della misura è decorsa dal 1° febbraio 2021.

Bulgaria

- **Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022**

La componente incentivo è calcolata come differenza tra la tariffa di riferimento per il singolo impianto e la stima del prezzo di mercato *baseload* (*Forecasted Market Price for Wind Producers* - FMP) aggiustato sul profilo eolico nazionale. Il 30 giugno 2021, per il periodo

regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022, l'Autorità nazionale bulgara aveva disposto un innalzamento dei valori dei prezzi di mercato FMP di oltre il 35% che si è tradotto in una riduzione del valore dell'incentivo per gli impianti eolici onshore del Gruppo ERG di quasi il 30%. Alla luce dell'incremento dei prezzi dell'energia (che si discostavano di oltre la soglia del 15% rispetto alla stima di giugno), l'Autorità bulgara ha deciso di rideterminare la stima del prezzo di mercato FMP con la decisione №LJ-2 del 1° gennaio 2022, azzerando così il valore dell'incentivo per i restanti 6 mesi dell'anno (periodo gennaio – giugno 2022).

UK

- **CfD**

Lo scorso 25 novembre il Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) del Governo britannico ha pubblicato il budget finale di spesa e la disciplina definitiva per il quarto ciclo di aste CfD (AR4). Per il raggruppamento delle tecnologie consolidate (Pot 1) - che include anche eolico onshore, solare e idroelettrico - è previsto un budget, di spesa di 10 milioni di sterline/anno (dal 2023/24 al 2026/27) in valori reali 2012, per una capacità target complessiva di 5 GW; la massima capacità di assegnazione per eolico onshore e fotovoltaico è pari a 3,5 GW per ogni fonte (fermo restando il tetto massimo complessivo di capacità di 5 GW). Gli impianti in fase di realizzazione - come i progetti eolici di ERG di Creag Riabhach e Sandy Knowe - sono abilitati a partecipare all'asta.

I bandi sono rimasti aperti dal 13 dicembre 2021 al 14 gennaio 2022. I progetti selezionati all'asta indetta per il POT1 potranno far decorrere i CfD da aprile 2023 fino fine marzo 2025 (Delivery Year 2023/24 e 2024/25).

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 220 MW di potenza installata, di cui 141 MW in Italia, con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni, e 79 MW in Francia con due ulteriori impianti consolidati integralmente a partire dal 30 giugno 2021 e sette impianti consolidati a partire dal quarto trimestre 2021.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici	Anno	
	2021	2020
(milioni di euro)		
Ricavi adjusted	75	73
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	66	66
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(42)	(42)
Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	24	23
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	76	2
Ebitda Margin % ⁽²⁾	88%	90%
Produzioni complessive impianti solari (GWh)	240	228

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

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

Nel **2021** le produzioni sono risultate pari a circa 240 GWh, in aumento rispetto ai 228 GWh del 2020 per effetto delle nuove acquisizioni in Francia (+24 GWh). Il load factor risulta pari al 14% in riduzione rispetto al 2020 per effetto del minor irraggiamento riscontrato nel periodo; tale valore è stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli periodi.

I **ricavi** del 2021 sono stati pari complessivamente a 75 milioni, di cui 59 milioni relativi a ricavi da conto energia e 16 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel 2021 i relativi **ricavi netti unitari** in Italia sono stati complessivamente pari a 335 €/MWh rispetto ai 315 €/MWh del 2020, di cui principalmente 273 €/MWh relativi a conti energia e circa 63 €/MWh ai ricavi da vendita di energia. L' aumento è riconducibile principalmente ai maggiori ricavi unitari relativi alla vendita energia per effetto dello scenario in rialzo e ai ricavi derivanti dai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti "Conto Energia"). All'estero, si registrano ricavi netti unitari pari a 90 €/MWh.

Il **margine operativo lordo adjusted** del 2021, pari a 66 milioni, è in linea all'anno precedente e presenta un effetto perimetro di 1 milione relativo all'acquisizione in Francia di due parchi fotovoltaici consolidati a partire dal 30 giugno 2021 e ulteriori sette parchi fotovoltaici consolidati a partire dal quarto trimestre. **L'EBITDA margin** del **2021** è risultato complessivamente pari al 88% (90% nel 2020).

Investimenti

Gli investimenti del **2021 (76 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari in Francia (79 MW) e a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si vedano anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo" e il paragrafo dedicato all'eolico.

Francia

- Modifica delle procedure d'asta fotovoltaiche relative alla decima sessione 2021**

Il 15 giugno 2021 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste dedicate al fotovoltaico a terra. La decima sessione si è tenuta dal 14 giugno al 26 luglio 2021, per un volume di 700 MW (di cui 450 MW per gli impianti a terra superiori a 5 MW, 180 MW per gli impianti a terra fra 500 kW e 5 MW ed il complemento per impianti di taglia minore) che può essere aumentato fino ad 1 GW qualora le adesioni superino il contingente. È pure previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

- Modifica della disciplina delle aste FV relative al**

periodo 2021-2026

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio, lo scorso 6 agosto la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste FV per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 per 9.025 MW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) a 90 euro/MWh per tutte le tipologie di impianto FV. La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata fissata a dicembre 2021 con un contingente di 700 MW, che può essere incrementato fino a 925 MW in caso di progetti partecipanti eccedenti tali contingenti. Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

IDROELETTRICO

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione degli asset idroelettrici di proprietà della controllata di ERG Hydro S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021 ed il corrispettivo in termini di enterprise value, è pari a circa €1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si segnala che si è ritenuto opportuno esporre e commentare nei valori adjusted della presente Relazione i risultati degli assets in corso di cessione nell'attività ordinaria con il pieno contributo dei relativi ammortamenti per l'intero esercizio.

Gli asset idroelettrici si riferiscono al nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono eserciti nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029.

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 527 MW, di cui 512 MW relativi a grandi derivazioni e 15 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

Risultati economici (milioni di euro)	Anno	
	2021	2020
Ricavi adjusted	194	118
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	151	81
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(44)	(57)
Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	108	24
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	7	6
Ebitda Margin % ⁽²⁾	78%	69%
Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	1.637	1.097

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

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

Nel **2021 i ricavi**, pari a 194 milioni, sono prevalentemente relativi alle vendite di energia elettrica (in particolare sul mercato spot) per 113 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) iscritti per 80 milioni a fronte della maggiore produzione incentivata e maturata verso il GSE.

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

Il **margine operativo lordo** del 2021 è risultato pari a 151 milioni (81 milioni nel 2020), in incremento principalmente per effetto della buona idraulicità riscontrata nei primi mesi dell'anno, in particolare se confrontata con i livelli particolarmente depressi registrati nel 2020, e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nel **2021** pari a 1.637 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 118 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 109 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2020.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica al netto delle coperture sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota superiore al 40% delle produzioni per un valore unitario maggiore a quello del 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** del **2021** è risultato complessivamente pari al 78%, in aumento rispetto al 69% del 2020.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 35% (rispetto al 24% del 2020) riflette la buona idraulicità riscontrata nei primi mesi dell'anno, con livelli superiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 523, 519 e 128 metri s.l.m., rispetto ai valori 533, 529 e 137 metri s.l.m. al 31 dicembre 2020. Complessivamente l'energia invasata risulta in riduzione a seguito degli utilizzi del periodo e della bassa disponibilità idrica degli ultimi mesi dell'anno.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente a seguito dell'allungamento della vita utile di alcuni asset del nucleo idroelettrico di Terni.

Investimenti

Gli investimenti del 2021 (**7 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo impianti mini-idro, di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si vedano anche il capitolo “Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo” e il paragrafo dedicato all'eolico.

- **Commissione Europea - archiviazione procedura di infrazione n. 2011/2026 contro l'Italia**
 Lo scorso settembre 2021 la Commissione europea ha proceduto con l'archiviazione della procedura di infrazione n. 2011/2026 contro l'Italia per la disciplina sulle concessioni idroelettriche. Sono state contestualmente archiviate tutte le procedure aperte negli ultimi anni sull'idroelettrico nei confronti di altri Stati membri dell'Unione europea. La procedura contro l'Italia era formalmente aperta dall'inizio di marzo 2011, con contestuale messa in mora. Una seconda messa in mora complementare era stata deliberata nel marzo del 2019.
- **Aggiornamento sovracononi BIM**
 Dopo l'aggiornamento dei sovracononi per Enti rivieraschi di fine 2019, è stato pubblicato il Decreto Direttoriale del Ministero dell'Ambiente per la determinazione del valore del sovraconone BIM - dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua a scopo idroelettrico con potenza superiore a 220 kW - per il periodo 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2021 compresi nel perimetro di un Bacino Imbrifero Montano. Tale valore è stato elevato per gli anni 2020-21 a 31,13 euro/kW.
- **Aggiornamento canone demaniale Regione Umbria**
 Ad inizio 2021 la Regione Umbria ha pubblicato l'aggiornamento del valore del canone demaniale dovuto per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 32,63 euro/kW.
- **Aggiornamento canone demaniale Regione Lazio**
 Il 9 marzo 2021 la Regione Lazio ha pubblicato i canoni demaniali dovuti per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 31,88 euro/kW.
- **Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione inseriti nel piano di riaccensione (Regolamento 2017/2196 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico).**
 L'ARERA, con delibera 324/2020 ha stabilito un sistema premiale per l'adeguamento dei nuovi nuclei di ripartenza, individuati da Terna, inseriti nel piano di ripristino del sistema elettrico (PdRR). Gli adempimenti riguardano l'installazione di un apparato e l'attivazione della capacità di black start - laddove non già presenti - nonché la disponibilità di sistemi di alimentazione di riserva. Rispetto a questi interventi, la delibera (i) fissa al 18/12/2022 la data ultima per adeguare gli impianti e (ii) prevede un meccanismo premiale a favore dei titolari degli impianti correlato alla tempestività di adeguamento. Con successiva delibera 44/2021 l'ARERA ha introdotto un analogo meccanismo per l'installazione dei dispositivi Power System Stabilizer, a compensazione degli oneri sostenuti per l'adeguamento degli impianti al PdRR. La delibera fissa al 30/06/2022 la data ultima di intervento e prevede un meccanismo premiale per interventi di natura software/hardware commisurato alla tempestività di adeguamento.

TERMOELETRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale a ciclo combinato CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile. Si precisa che in data 9 febbraio è stato firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, alimentata a gas naturale presso Priolo Gargallo, in provincia di Siracusa. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31 dicembre 2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici (milioni di euro)	Anno	
	2021	2020
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	448	381
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽²⁾	21	67
Ammortamenti e svalutazioni ⁽²⁾	(31)	(30)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽²⁾	(10)	37
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	25	18
Ebitda Margin % ⁽³⁾	5%	18%
Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.869	2.441

(1) Includono il contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. La quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 173 milioni (50 milioni nel 2020).

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

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

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

Nel corso del 2021 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.869 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (2.441 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO2, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e dal maggior ricorso al mercato dei servizi di dispacciamento. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1 volta a garantire la qualifica di CAR, avviata ad inizio settembre e conclusasi nei primi giorni di dicembre. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 1.024 migliaia di tonnellate, in lieve riduzione rispetto alle 1.067 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020. Il margine operativo lordo adjusted del 2021 è risultato pari a 21 milioni (67 milioni nel 2020), con risultati in decremento principalmente per effetto del termine a partire dal 1° gennaio 2021 del periodo di cogeneratività ad alto rendimento sul Modulo 2 dell'impianto CCGT e la contrazione dei margini per effetto dei maggiori costi di gas e CO2, solo in parte mitigati dall'effetto positivo delle coperture e dai maggiori introiti derivanti dai servizi di dispacciamento (MSD). Si rammenta che il 2020 aveva beneficiato di rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito per circa 10 milioni di Euro.

Investimenti

Gli investimenti del 2021 (25 milioni) si riferiscono principalmente al progetto di revamping della turbina a vapore, del generatore elettrico e degli impianti per la generazione di vapore del Modulo 1 della centrale CCGT, orientati ad una maggiore efficienza dell'impianto che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal primo parallelo dei nuovi componenti, avvenuto a fine 2021, per i successivi 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.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento REtee**
 Il 15 dicembre 2020 l'ARERA, con delibera 548/2020 ha approvato e integrato il Regolamento Operativo, predisposto dal GSE ai sensi della delibera 96/2020, concernente le modalità tramite le quali i produttori che prelevano gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica, potranno presentare richiesta di restituzione delle quote delle componenti tariffarie RE ed REt destinata alla copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE (elemento REtee, quota parte della componente tariffaria RE e RET a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE). Il Regolamento è stato pubblicato dal GSE il 23 febbraio 2021.
 Il diritto alla restituzione dell'elemento REtee decorrerà dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui sarà presentata l'istanza al GSE (in ogni caso non prima del 1° luglio 2021).
- **Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni 2021-2024**
 Il decreto ministeriale 21 maggio 2021 individua, mediante il rinvio al PNIEC, gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2021-2024, gli obblighi di risparmio per i distributori di energia elettrica e gas naturale e la disciplina per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso ai titoli di efficienza energetica (TEE). Il decreto dispone la riduzione degli obiettivi quantitativi nazionali e dei relativi obblighi per l'anno 2020 e per il periodo 2021-2024, l'ammissione delle associazioni temporanee d'impresa tra i possibili soggetti titolari di un progetto di efficientamento energetico e l'introduzione di un nuovo sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure di aste al ribasso. Sono pure previste, tra le altre, la revisione della procedura di valutazione dei progetti da parte del GSE e il ripristino della cumulabilità con i crediti di imposta per tutti i progetti presentati dal 1° gennaio 2020.

Quadro Normativo - Incentivi

Incentivi settore eolico

Italia	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti entrati in esercizio prima del 2013: <i>feed-in premium</i> (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni • Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni • Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) che non abbiano aderito al c.d. "Spalmaincentivi" possono partecipare alle aste a condizione che vi sia un volume residuo di contingente dopo l'assegnazione a impianti <i>greenfield</i> e con un'ulteriore decurtazione della tariffa pari al 5% rispetto al prezzo di riferimento dell'asta.
Germania	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo <i>feed-in tariff</i> (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012) • Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014) • Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018: previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo. • Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017 e EEG 2021).
Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: <i>feed-in tariff</i> (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del <i>load factor</i> effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400. • Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: <i>feed-in premium</i> (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. • Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW.
Bulgaria	<ul style="list-style-type: none"> • Tariffa (<i>feed-in tariff</i> - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.
Polonia	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. • Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).
Romania	<ul style="list-style-type: none"> • Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: <ol style="list-style-type: none"> a) periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025); b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi); • Il cap e il <i>floor</i> entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/MWh e 29,4 €/MWh. • La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

Incentivi settore solare

<p>Italia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni. • Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica. • Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto. • Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011. • Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro. • Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro. • Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo: <ol style="list-style-type: none"> a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi; b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente; c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto. • Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che: <ol style="list-style-type: none"> a) siano autorizzati; b) utilizzino componenti nuovi; c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.
<p>Germania</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017). • Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via; Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere all'incentivo per una capacità non superiore a 20 MW
<p>Francia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Introdotto nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW. • A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie
<p>Spagna</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in €/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto. • A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv • A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.

Incentivi settore idroelettrico

<p>Italia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti entrati in esercizio prima del 2013: <i>feed-in premium</i> (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni. • Impianti entrati in esercizio dal 2013 che hanno richiesto l'incentivo ai sensi del DM 6 luglio 2012 e del DM 23 giugno 2016: <ul style="list-style-type: none"> - se di potenza inferiore a 250 KW, tariffa omnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto; • Impianti che richiedono l'incentivo ai sensi del DM 4 luglio 2019: <ul style="list-style-type: none"> - se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa omnicomprensiva tramite Registro per 20 anni;
----------------------	--

La maggior parte degli impianti idroelettrici del Gruppo ERG sono incentivati tramite tariffa FIP per la durata di 15 anni a seguito di intervento di rifacimento parziale idroelettrico.

Ulteriori impianti di tipo mini-idroelettrico sono incentivati tramite tariffa fissa omnicomprensiva assegnata ad accesso diretto (secondo il DM 23 giugno 2016) o a seguito di positiva partecipazione alla selezione tramite registri ai sensi del DM 4 luglio 2019.

Incentivi settore Termoelettrico (Cogenerazione)

Italia

- La Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR (Cogenerazione di energia elettrica e calore utile) è incentivata tramite il riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE (Certificati Bianchi), rilasciati per 10 anni sulla base del risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. I TEE sono scambiati in un mercato organizzato gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ovvero attraverso contrattazione bilaterale tra operatori.

ERG è titolare di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR), basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, cui sono stati riconosciuti Titoli di Efficienza Energetica in funzione dei risparmi di energia realizzati annualmente. In particolare, si segnala che il modulo 1, che ne ha beneficiato fino al 2019, è stato oggetto di intervento di rifacimento e ha quindi il diritto al riconoscimento di TEE per ulteriori dieci anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio successiva all'intervento, avvenuto a dicembre. Il modulo 2 ha invece terminato il periodo di riconoscimento dei TEE il 31 dicembre 2020.

Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo

UNIONE EUROPEA

- **Fondi per la ripresa post-pandemica: MES-Covid e Next Generation EU**

Il pacchetto di finanziamenti disposto dall'Unione Europea per fronteggiare la crisi scatenata dalla pandemia di Covid-19 prevede l'incremento del Bilancio dell'Unione per il periodo 2021-2027 a circa 1.100 miliardi di euro e la costituzione di un fondo straordinario da 750 miliardi di euro - denominato Next Generation EU (NGEU) - formato in parte da contributi a fondo perduto (*grants*) ed in parte da prestiti (*loans*) e con ampi tempi di rientro (entro il 2058).

Larga parte del fondo da 750 miliardi (di cui 380 miliardi a fondo perduto) sarà destinato al *Recovery and Resilience Fund*, la cui fruizione da parte degli Stati membri è subordinata all'utilizzo esclusivo per investimenti mirati al Green Deal (almeno il 37%) e alla digitalizzazione.

Per accedere ai fondi gli Stati membri hanno presentato i propri Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) con evidenza dei progetti funzionali al Green Deal, in coerenza con i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) già presentati alla Commissione. Nel corso del mese di giugno 2021 la Commissione Europea ha valutato positivamente buona parte dei Piani presentati, inclusi quelli di Italia, Germania, Francia e Spagna. L'Italia sarà il primo beneficiario del NGEU con circa 192 miliardi tra prestiti e sussidi, che salgono a 235 miliardi considerando anche gli altri fondi stanziati in ambito europeo.

- **Tassonomia attività e investimenti sostenibili. Pubblicazione degli atti delegati.**

Lo scorso 21 aprile la Commissione europea ha adottato il pacchetto di misure intese a favorire i flussi di capitale verso attività sostenibili in tutta l'Unione europea (noto come *Taxonomy Regulation*).

L'atto delegato su una prima lista di attività definite come "sostenibili per l'adattamento ai cambiamenti climatici e gli obiettivi di mitigazione" è stato adottato all'inizio di giugno 2021. Nella lista sono incluse le installazioni eoliche e fotovoltaiche.

Un secondo atto delegato per i restanti obiettivi, che dovrà chiarire la classificazione degli investimenti in impianti alimentati a gas o nucleari come "transizionali nel percorso di decarbonizzazione", sarà definitivamente pubblicato nel 2022.

- **European Green Deal – pacchetto Fit for 55.**

Lo scorso 14 luglio la Commissione Europea ha pubblicato, conformemente alla tabella di marcia dell'European Green Deal, il pacchetto "Fit for 55", consistente in una serie di provvedimenti nuovi e revisione di norme esistenti necessari per realizzare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030.

Tra i provvedimenti di maggiore interesse, che verranno finalizzati non prima del 2023, sono inclusi le Direttive per l'Emission Trading System (ETS) - il sistema di scambio delle quote di emissione di gas serra -, il nuovo meccanismo di valorizzazione delle emissioni di carbonio alle frontiere (CBAM), la Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III), la Direttiva sulla tassazione dell'energia e il Regolamento di effort sharing - la ripartizione degli obiettivi tra gli stati dell'Unione.

- **Commissione Europea - Nuove Linee Guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.**

Lo scorso dicembre 2021 la Commissione europea ha approvato nuove linee guida sugli aiuti di Stato all'energia e all'ambiente (CEEAG).

Le modifiche introdotte rispetto alla precedente versione, scaduta a fine 2021 dopo la proroga di un anno, mirano ad allineare le linee guida alle politiche adottate con l'European Green Deal, in particolare agli obiettivi di neutralità carbonica netta al 2050 e di riduzione dei gas serra di almeno il 55% entro il 2030. Le nuove linee guida si applicheranno a tutte le decisioni di sostegno economico prese dagli Stati Membri a partire da gennaio 2022; è però necessario adeguare gli strumenti di sostegno adottati ai nuovi orientamenti - ove materialmente applicabile - entro il 31 dicembre 2023.

ITALIA

- **DL Semplificazioni 2020 e Legge di conversione n. 120/2020**

Il Decreto-legge “Semplificazioni 2020”, convertito il 14 settembre 2020 nella Legge n. 120/2020, prevede la partecipazione alle aste organizzate dal GSE - sotto alcune condizioni – anche per gli interventi di rinnovamento (integrale ricostruzione / repowering) su impianti esistenti che non hanno aderito alla Legge 21 febbraio 2014 (cosiddetta dello “Spalmaincentivi volontario”). A tali interventi viene pure concessa la partecipazione ad ogni eventuale ulteriore strumento di supporto in attuazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

Sul piano autorizzativo, per gli interventi minori ove la modifica apportata comporti variazioni dimensionali degli aerogeneratori nei limiti del 15%, è sufficiente una dichiarazione di inizio lavori asseverata.

Il provvedimento definisce inoltre le procedure di autorizzazione per gli impianti di accumulo di energia e specifiche semplificazioni in base alla potenza degli stessi.

- **DL Semplificazioni 2021 e legge di conversione 108/2021**

A fine maggio 2021 è stato pubblicato il Decreto-legge n.77/2021 contenente la «Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di snellimento delle procedure», cd. «Decreto Semplificazioni 2021».

La conversione in legge del decreto con Legge 108/2021 è stata pubblicata lo scorso 30 luglio.

Tra le principali disposizioni introdotte rientra la definizione delle modifiche non sostanziali agli impianti FER esistenti. Per i parchi eolici, laddove ricorrano determinate condizioni di carattere dimensionale ma senza vincoli sulla potenza installata (modifiche “non sostanziali”), è consentita l’effettuazione dei lavori di modifica tramite semplice comunicazione di inizio attività in edilizia libera, fatti salvi gli adempimenti in materia ambientale. Per gli impianti fotovoltaici e idroelettrici, sono inclusi interventi senza limiti sulla potenza elettrica *post operam*, purché vengano rispettate alcune condizioni dimensionali e di connessione alla rete.

Vengono inoltre introdotte diverse disposizioni sul fronte delle procedure autorizzative, in primis la ridefinizione dei poteri del Ministero della Cultura nel procedimento di autorizzazione di impianti FER, relative interconnessioni e infrastrutture correlate.

- **DL di attuazione del PNRR e legge di conversione n. 233/2021**

Lo scorso dicembre 2021 è stata pubblicata Legge n. 233/2021 di conversione in legge del Decreto-legge n. 152/2021 per l’attuazione del PNRR.

La principale disposizione del provvedimento prevede la possibilità di partecipazione alle future aste del GSE ai progetti di integrale ricostruzione (i.e. repowering) insieme ai progetti green field all’interno dello stesso contingente.

Viene pertanto superata la limitazione introdotta dal DL Semplificazioni 2020 che subordinava la partecipazione alle aste FER dei repowering dopo i progetti di nuova realizzazione, solo in caso di capienza residua del

contingente.

- **Roadmap per la Strategia Energia Elettrica Rinnovabile del Ministero della Transizione Ecologica**

Lo scorso ottobre 2021 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato la Roadmap del Governo per l’attuazione della strategia di crescita nell’energia elettrica rinnovabile allineata con gli obiettivi del pacchetto «Fit for 55» della Commissione europea.

La Roadmap prevede nuove installazioni di energie rinnovabili per circa 60 GW al 2030, di cui 43 GW per il settore fotovoltaico e 12 GW per l’eolico.

Le aste FER sono confermate come il principale strumento di pianificazione delle installazioni “wind & solar” per raggiungere gli obiettivi.

È prevista una programmazione di lungo termine delle aste per un minimo di ulteriori 5 anni, con almeno 3 sessioni all’anno, per l’aggiudicazione di contratti per differenza (a due vie).

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

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

Tra le principali disposizioni, viene confermata la possibilità di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili che, per impianti di capacità superiore a 1 MW, viene realizzato attraverso aste al ribasso per specifici contingenti di potenza. Conformemente alla Roadmap, le aste sono finalizzate all’aggiudicazione di contratti per differenza a due vie e vengono pianificate per almeno un quinquennio.

Per i contingenti non aggiudicati attraverso i bandi previsti dal DM 4/7/2019 (DM FER 1), è prevista l’effettuazione di altre sessioni d’asta oltre il 2021, fino ad esaurimento della capacità disponibile.

Vengono introdotte le “Aree idonee” all’installazione di impianti ad energia rinnovabile, intese come aree ad «elevato potenziale» rinnovabile, individuate dalle Regioni tramite Legge regionale sulla base di criteri attuativi definiti dal Governo.

Nelle more della definizione da parte delle Regioni, sono considerate idonee le aree sede di progetti di repowering qualificati come “non sostanziali” secondo il DL Semplificazioni 2021.

Viene dato impulso alla semplificazione autorizzativa dei progetti di energie rinnovabili, mediante l’istituzione di una nuova Piattaforma Unica Digitale per Energie Rinnovabili e Modelli Unici unicamente digitali per le procedure di autorizzazione. In caso di progetti di impianti sulle aree idonee, le tempistiche standard di autorizzazione vengono ridotte di 1/3, mentre è prevista l’espressione obbligatoria ma non vincolante di Sovrintendenze e Ministero della Cultura per la valutazione di impatto ambientale.

Per la promozione dei contratti di fornitura di lungo termine tra privati, c.d. PPA, il GSE predispone una piattaforma di mercato a partecipazione volontaria.

Il GME viene incaricato di realizzare una bacheca informatica per l’incontro fra le parti interessate ai PPA, mentre Consip, la centrale acquisti della pubblica amministrazione italiana, definisce gli strumenti di gara per la fornitura di elettricità a lungo termine da

rinnovabili a favore degli enti pubblici.

- **Dlgs 210/2021 di recepimento della Direttiva 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica**

Lo scorso dicembre 2021 è stato pubblicato il Decreto legislativo 210/2021 di recepimento della direttiva UE 2019/944 in materia di mercato interno dell'energia elettrica, nonché per l'adeguamento della normativa nazionale ai regolamenti UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore energetico.

Tra le disposizioni di maggiore interesse si evidenziano il progetto di superamento del prezzo unico nazionale – PUN dell'elettricità, sostituito dai prezzi zionali previa verifica di fattibilità, nonché alcune norme sulle comunità energetiche e sullo sviluppo della capacità di accumulo.

In particolare, sono previste aste definite da Terna per l'approvvigionamento a lungo termine di capacità di accumulo, secondo criteri e disciplina definiti dall'ARERA. Il GME è incaricato di strutturare una Piattaforma centralizzata per l'allocatione di tale capacità.

- **Proroga termini adempimenti GSE – Emergenza Covid-19**

Alla luce della proroga del termine dello stato di emergenza nazionale, il 15 ottobre 2021 il GSE ha nuovamente aggiornato i termini per gli adempimenti per l'accesso agli incentivi FER e ai Certificati Bianchi per i nuovi progetti.

In relazione alla sesta procedura d'asta FER chiusa lo scorso giugno 2021, sono state prorogate di complessivi 95 giorni le seguenti tempistiche:

- il termine di 31 mesi dalla data di aggiudicazione dell'asta per l'entrata in esercizio per gli impianti eolici onshore;
- il termine dei 15 mesi per l'applicazione della decurtazione dell'1% della tariffa offerta, nel caso in cui gli impianti eolici aggiudicatari non siano ancora entrati in esercizio.

- **Legge di bilancio 2022**

Lo scorso dicembre 2021 è stata pubblicata la Legge n. 234/2021 relativa al bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e bilancio pluriennale per il triennio 2022-2024.

A decorrere dal 2022, sono previste ulteriori misure per l'accesso al credito e la liquidità delle imprese; è stata prorogata l'entrata in vigore di sugar tax e plastic tax al 1° gennaio 2023; sono stati stanziati fondi per contenere l'aumento dei costi dell'energia.

- **Nuova configurazione delle zone di mercato elettrico in vigore dal 1° gennaio 2021**

Dal 1° gennaio 2021 sono entrate in vigore le modifiche alla struttura delle zone di mercato previste dalla Delibera 103/2019. La suddivisione descritta nella nuova versione dell'Allegato 24 al Codice di Rete prevede lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud, l'eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano e la creazione della zona geografica Calabria (coincidente con la medesima regione).

- **Disposizioni per l'attuazione del coupling unico del mercato elettrico infragiornaliero**

L'ARERA, attraverso la delibera 218/2021, ha completato la modifica del mercato infra-giornaliero italiano, al fine di consentire l'avvio del trading in contrattazione continua e una *gate closure* all'ora precedente il momento di consegna dell'energia. Tali disposizioni consentono anche al nostro Paese di partecipare al mercato europeo infra-giornaliero dell'energia elettrica, integrando il nostro sistema con la piattaforma di *coupling Single intra-day coupling (Sicd)* e le *Complementary regional intraday auctions (Crida)*. L'avvio operativo dell'integrazione è avvenuto lo scorso 21 settembre.

- **Capacity Market Aste 2024 – disposizioni attuative**

Nel corso del 2021 sono stati pubblicati i provvedimenti per l'attuazione delle nuove aste per il Capacity Market (CM) italiano relativo agli anni di consegna 2024 e 2025. L'ARERA ha pubblicato la delibera 370/2021 relativa ai parametri per qualificare lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano (RS).

Attraverso la successiva delibera 399/2021, successivamente modificata con la delibera 578/2021, ha stabilito i parametri economici sia per l'asta 2024 che per l'asta 2025.

In particolare, il premio massimo stabilito per la partecipazione all'asta del CM della capacità esistente è stato confermato pari a 33000 €/MW/anno, mentre il premio massimo stabilito per la nuova capacità non autorizzata è stato definito pari a 70000 €/MW/anno.

Il Ministero della transizione ecologica ha poi pubblicato il decreto di approvazione della disciplina, incaricando Terna di avviare le procedure d'asta per il solo anno 2024; solo in esito a tale procedura saranno valutate le condizioni per l'eventuale ulteriore asta per il 2025.

L'asta madre per il 2024 si è tenuta il 21 febbraio 2022.

- **Capacity Market 2019 – Periodo di consegna 2022**

Lo scorso 1° gennaio 2022 è stato avviato il periodo di consegna concernente l'asta del Capacity Market tenutasi lo scorso 6 novembre 2019.

In tale occasione, il Gruppo ERG è risultato assegnatario di 340 MW di capacità riferita all'impianto CCGT di Priolo per un controvalore economico pari a 11.200.000 €/anno.

- **Determinazione del valore di conguaglio, per l'anno 2008, del costo evitato di combustibile (CEC), per l'energia elettrica ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici ai sensi del provvedimento Cip 6/92, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4778/20**

L'ARERA, con delibera 233/2021, conclude il procedimento avviato con la deliberazione 354/2020, confermando per l'anno 2008, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4778/20, il valore di conguaglio, già definito con la deliberazione 553/2013, del costo evitato di combustibile (CEC) per l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92.

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

L'ARERA, con delibera 109/2021 come successivamente modificata dalla delibera 560/2021 definisce ed uniforma le condizioni di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento

dell'energia prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo e dai servizi ausiliari, a prescindere dalla configurazione impiantistica. I prelievi di energia elettrica dalla rete, sia per l'alimentazione dei servizi ausiliari, sia per i sistemi di accumulo (senza alcuna differenza), ai fini della successiva re-immissione in rete, saranno trattati come energia elettrica immessa negativa a partire dal 1° gennaio 2023, ovvero al cessare della validità dell'art. 16 del Testo Integrato sul Trasporto. L'applicazione della nuova regolazione è su base volontaria, l'operatore entro il 30 giugno 2022 dovrà scegliere se aderire alla nuova regolazione.

- Approvazione della disciplina sugli sbilanciamenti.**
L'ARERA, con delibera 523/2021, ha approvato la disciplina degli sbilanciamenti in attuazione del quadro regolatorio europeo. La riforma entra in vigore dal 1° aprile 2022.
Tra le decisioni di maggior rilievo, le aree di prezzo di sbilanciamento restano per ora coincidenti con la zona di mercato, rimandando più avanti la determinazione di zone "dinamiche".
Per l'individuazione del prezzo di sbilanciamento, viene prevista l'estensione del modello *single pricing* a tutte le unità, superando (i) il *dual pricing* oggi applicato alle Unità abilitate (UAB, come ad esempio il CCGT di ERG) e (ii) il regime di perequazione disponibile per le FER non programmabili.
Viene stabilito un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale per le UAB, per neutralizzare gli eventuali vantaggi economici derivanti da compravendite su base opportunistica, come pure un corrispettivo per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento ovvero per deviazioni in determinate circostanze.
- Introduzione di una nuova sessione di mercato preliminare a MGP**
Con la delibera 517/2021 ARERA ha approvato la proposta di Terna di inserire una nuova sessione di mercato, preliminare al Mercato del Giorno Prima, avente ad oggetto lo scambio di riserva terziaria di sostituzione.
Si tratta di uno strumento di ultima istanza in vigore dal 1° gennaio 2022, da attivare in situazioni di scarsità di offerta e, in particolare, quando in situazioni climatiche avverse viene meno in maniera significativa l'apporto dell'import o la riserva terziaria di sostituzione è insufficiente.
Tutti gli Utenti del Dispacciamento abilitati a partecipare al MSD devono presentare – ogni giorno dell'anno – offerte per questa sessione di mercato:
In caso di partecipazione al Capacity Market, le quantità offerte concorrono a coprire l'obbligo di offerta sul mercato.
- Scambio dati tra TSO-DSO-Utenti significativi della rete.**
Con la delibera 540/2021/R/eel ARERA ha stabilito la regolazione di riferimento per lo scambio dati tra Terna-DSO-*Significant Grid Users* finalizzata a garantire una maggiore osservabilità della generazione su rete MT.
Il provvedimento conferma la necessità di (I) un adeguamento degli impianti esistenti su rete MT al fine di essere visibili da parte di Terna; (II) garantire che i nuovi impianti siano dotati delle funzioni di osservabilità sin dalla data di entrata in esercizio; (III)

prevedere l'erogazione di un contributo a copertura dei costi di adeguamento parametrato sul tempismo dell'intervento.

- Decreto "sostegni-ter" contenente misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.**
Lo scorso 27 gennaio è stato pubblicato il Decreto-legge n. 4/2022 che introduce misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.
Le disposizioni mirate al settore dell'energia prevedono l'annullamento – per il primo trimestre del 2022 - delle aliquote in bolletta elettrica relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW. Ai relativi oneri si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂.
Un'altra specifica disposizione è volta a garantire alle imprese energivore una parziale compensazione degli extra costi per l'eccezionale innalzamento dei costi dell'energia.
Nello stesso periodo, alle aziende che hanno subito un incremento del costo dell'energia in bolletta superiore al 30 rispetto al 2019, viene riconosciuto un contributo straordinario sotto forma di credito di imposta.
Uno specifico articolo del Decreto, poi sostituito da un'analogo disposizione contenuta nel successivo Decreto n. 13/2022 "Anti-frodi", prevede che a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, sull'energia elettrica prodotta da alcuni impianti a fonti rinnovabili che non accedono a meccanismi di incentivazione, è applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia.
Tale meccanismo si applica esclusivamente alle produzioni fotovoltaiche incentivate fino al quarto Conto Energia, nonché a tutte le produzioni non incentivate degli impianti FER (solare, idroelettrico, geotermia ed eolico), purché entrati in esercizio in data antecedente al 1.1.2010. Anche queste produzioni restano tuttavia escluse dal campo di applicazione delle norma qualora siano oggetto di contratti di vendita dell'energia (contratti di fornitura) conclusi prima del 27 gennaio 2022, a prezzo fisso, non dipendente dalle fluttuazioni di mercato e nella misura in cui il prezzo non sia superiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento indicato nel Decreto Antifrodi, limitatamente alla durata di tale contratto.
- Decreto "Energia" contenente ulteriori misure di contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale e per lo sviluppo delle energie rinnovabili.**
Anche a seguito delle ripercussioni del conflitto tra Russia ed Ucraina, lo scorso 1 marzo è stato pubblicato il Decreto-Legge n.17/2022, anch'esso dedicato al contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale.
Alcune delle misure previste sono volte a favorire l'accelerazione dello sviluppo delle energie rinnovabili, intervenendo sulla semplificazione, anche procedurale, dell'installazione di tali impianti.
Per gli impianti rinnovabili installati su aree "idonee", il parere del Ministero della Cultura, seppure obbligatorio, non è più considerato vincolante per la

valutazione di impatto ambientale.
Viene inoltre regolamentato lo sviluppo del fotovoltaico in area agricola, concedendo l'accesso ai meccanismi di sostegno in relazione al grado di occupazione della superficie agricola.

Sono infine previste misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti rinnovabili off-shore.

GERMANIA

- **Riforma EEG**

Il parlamento tedesco ha approvato la riforma del *Renewable Energy Sources Act denominato Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*, entrata in vigore il 1° gennaio 2021.

La nuova EEG delinea il percorso di crescita delle diverse tecnologie rinnovabili fino al 2028 e stabilisce la neutralità climatica entro il 2050.

Dal 2021, il prezzo base per le aste fotovoltaiche scenderà a 59 €/MWh. Dal 2022, sarà la media delle offerte più alte delle ultime tre aste maggiorata dell'8%. Per l'eolico onshore la base d'asta sarà ridotta a 60 €/MWh, mentre dal 2022 sarà ridotta del 2% all'anno.

L'EEG 2021 prevede anche un aumento del limite di capacità per gli impianti a terra che partecipano alle aste fotovoltaiche da 10 a 20 MW.

Lo scorso giugno 2021 il Governo federale ha trovato un accordo per incrementare i volumi ad asta per l'anno 2022 sia per l'eolico onshore che per il fotovoltaico.

In dettaglio, il contingente eolico onshore viene incrementato da 2,9 GW a 4 GW; il contingente fotovoltaico viene più che triplicato, passando da 1,9 GW a quasi 6 GW, di cui 3.600 MW impianti a terra e 2.300 MW impianti *roof-top*.

UK

- **Isola d'Irlanda: Mercato elettrico**

Il SEM Committee, l'Autorità che supervisiona il funzionamento del Mercato elettrico dell'Isola d'Irlanda denominato I-SEM (*Integrated Single Electricity Market*), ha confermato la prosecuzione dell'operatività del mercato elettrico unico tra la Repubblica d'Irlanda e il Nord Irlanda anche a valle dell'entrata in vigore della BREXIT.

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

Il 14 gennaio 2022 è stata approvata da Ofgem,

l'Autorità inglese per l'energia, l'introduzione di un cap pari a 20€/MWh sui costi di bilanciamento del sistema, *Balancing Services Use of System (BSUoS) charges* per contenerne l'aumento come conseguenza del caro energia. Il cap si applica dal 17 gennaio al 31 marzo 2022 e gli eventuali costi eccedenti sono spostati in avanti all'anno 2022/23 fino a un massimo di 200 M€. Nel caso in cui si raggiunga il massimo di 200 M€ prima della fine del periodo di applicazione della misura, quest'ultima cesserà di essere applicata in anticipo.

FRANCIA

- **Legge Clima e Resilienza**

Lo scorso 24 agosto è stata pubblicata la Legge "Clima e Resilienza".

Tra le principali disposizioni riguardanti anche i settori eolico onshore e solare fotovoltaico si registra la regionalizzazione degli obiettivi sulle energie rinnovabili, da definire con apposito decreto, per contribuire agli obiettivi nazionali del Piano energetico pluriennale (PPE).

Attraverso il decreto saranno stabiliti modalità e indicatori comuni per monitorare l'attuazione degli obiettivi regionali.

Con altro apposito decreto viene istituita una commissione regionale per l'energia, responsabile dell'elaborazione delle proposte di regionalizzazione e del monitoraggio.

Per il settore fotovoltaico, viene esteso l'obbligo per alcuni edifici di integrare sistemi di produzione di energia rinnovabile o di piantumazione su una

superficie di almeno il 30% della copertura.

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

Il 19 gennaio 2022 la CRE ha approvato la delibera sulla determinazione delle tariffe regolamentate di vendita dell'energia contenente tutte le misure temporanee volte a mitigare l'impatto dell'aumento dei prezzi dell'energia sulle bollette elettriche del 2022. Tali misure riguardano in estrema sintesi la forte riduzione dell'imposta nazionale sul consumo finale di energia elettrica (TICFE), la possibilità per il governo francese di limitare l'incremento delle tariffe di vendita dell'energia al 4% per tutto il 2022, l'obbligo per EDF di aumentare di 20 TWh il volume di energia nucleare venduto a prezzo ridotto, portandolo da 100 a 120 TWh nel 2022.

ROMANIA

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

Per la mitigazione degli effetti legati all'incremento del prezzo dell'energia sono stati pubblicati emendamenti temporanei all'Ordinanza 118/2021 che disciplina il mercato dell'energia elettrica. Per il periodo 1° novembre 2021 - 31 marzo 2022, sono cancellati in bolletta i Certificati Verdi pagati sui primi 200 MWh di elettricità consumata ogni mese e viene

applicata una nuova tassa sui produttori di energia dell'80% sui ricavi eccedenti una soglia prestabilita (450 LEI/MWh). Tale sovrattassa non riguarda i produttori di elettricità da combustibile fossile.

- **Recepimento della direttiva europea 2019/944 per il mercato interno dell'energia elettrica**

Con l'ordinanza di emergenza n.143/2021 (GEO 143) il governo ha approvato a fine 2021 una serie di emendamenti alla Legge n. 123/2012 dell'elettricità e

gas naturale, che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2022. In particolare, (i) viene introdotta la possibilità di stipulare contratti di fornitura a lungo termine (PPA) al di fuori del mercato centralizzato OPCOM, (ii) è prevista la parziale abolizione dell'obbligo, in

capo ai produttori privati di energia elettrica di vendita di energia su OPCOM e (iii) viene introdotta la possibilità per altri mercati, piattaforme di mercato e broker di offrire i loro servizi sul mercato rumeno.

BULGARIA

- **Introduzione di modifiche inerenti il mercato del bilanciamento**

Con decisione № L4-44 del 30 dicembre 2021 l'Autorità bulgara per l'energia (EWRC) ha fissato alcuni limiti per la conclusione di operazioni sul mercato dell'energia di bilanciamento in vigore dal 1° gennaio 2022.

Ha inoltre introdotto un emendamento al Regolamento per lo Scambio di Energia Elettrica, volto ad eliminare la possibilità, per i gruppi di bilanciamento, di effettuare il computo degli sbilanciamenti sulla base dell'intero portafoglio.

POLONIA

- **Aiuti di Stato: approvazione della Commissione UE dell'estensione degli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dal 2022 al 2027**

Il 30 novembre 2021 la Commissione europea ha approvato l'estensione al periodo 2022-2027 del meccanismo ad asta per l'assegnazione di CfD a due vie per un contingente di potenza rinnovabile complessivo di 9 GW, nei limiti di un budget di spesa di PNL 43,85 mld.

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

PROSPETTI CONTABILI

Conto economico

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato che 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.

I risultati economici Adjusted comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets idroelettrici in corso di cessione, includendo tra l'altro il pieno contributo degli ammortamenti del 2021.

Si ricorda infine che il presente documento riflette gli impatti economici del consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio a partire:

- dal 1° luglio 2021 per le società eoliche francesi acquisite nel mese di giugno 2021;
- dal 1° ottobre 2021 per le società eoliche e solari in Francia e Germania acquisite nel mese di ottobre 2021.

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

(milioni di Euro)	Conto Economico	Reported			Adjusted		
		2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
	Ricavi	1.038	856	182	1.232	974	258
	Altri proventi	8	19	(10)	11	22	(11)
	Ricavi Totali	1.047	875	172	1.243	996	247
	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(393)	(282)	(111)	(395)	(282)	(113)
	Costi per servizi e altri costi operativi	(164)	(134)	(30)	(197)	(168)	(29)
	Costi del lavoro	(63)	(58)	(6)	(71)	(65)	(6)
	Margine Operativo Lordo	426	401	25	580	481	99
	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(263)	(256)	(7)	(276)	(298)	22
	Risultato operativo netto	163	145	18	304	183	121
	Proventi (oneri) finanziari netti	(51)	(89)	38	(29)	(47)	18
	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	1	0	0	0	0	(0)
	Risultato prima delle imposte	112	56	56	275	136	138
	Imposte sul reddito	(30)	(8)	(22)	(72)	(29)	(43)
	Risultato netto attività continue	82	48	34	203	107	96
	Risultato netto attività cedute	93	61	31	0	0	0
	Risultato netto di periodo	174	110	65	203	107	96
	Risultato di azionisti terzi	(2)	(2)	0	(2)	(2)	0
	Risultato netto di Gruppo	173	108	65	202	106	96

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

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

I ricavi reported del 2021 sono pari a 1.038 milioni in aumento rispetto agli 856 milioni del 2020.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+113 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito dello scenario di mercato in forte crescita e dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo italiano GRIN in parte compensate da minori produzioni sul portafoglio estero (complessivamente 515 milioni verso 402 milioni);
- il **settore Solare** in lieve aumento rispetto al 2020 anche grazie al pieno contributo delle società neoacquisite in Francia nello scorso giugno e ottobre (75 milioni verso 73 milioni);
- il **settore Termoelettrico** in incremento rispetto al 2020 (448 milioni verso 381 milioni), a seguito del miglioramento dello scenario, in parte compensato dal termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT, il primo dei quali è rientrato in esercizio a dicembre 2021. Si ricorda inoltre che nel 2020 la voce comprendeva conguagli positivi relativi ai contratti di sito per circa 5 milioni;

Si segnala che i ricavi adjusted comprendono i ricavi derivanti dal **settore Idroelettrico**, in forte incremento nel 2021 (+76 milioni) per effetto della straordinaria idraulicità e dalle maggiori produzioni riscontrate nell'anno, e del maggior valore dell'incentivo (194 milioni verso 118 milioni).

2 – Altri proventi

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

Si ricorda che nel 2020 la voce includeva il rimborso assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT.

Gli altri proventi adjusted comprendono gli altri proventi derivanti dal settore Idroelettrico pari a circa 3 milioni.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO₂, utilities e vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori adjusted comprendono il pieno contributo degli asset idroelettrici e nel 2021 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 7 milioni;
- l'indennità di Cessazione Carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021, pari a 2,8 milioni.
- gli accantonamenti al fondo Business Dismessi pari a circa 2 milioni.

Ai fini dei valori *adjusted* inoltre, gli oneri per locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 10 milioni (10 milioni nel 2020) sono classificati nella presente voce del conto economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti reported si riferiscono agli impianti eolici, all'impianto CCGT e agli impianti solari. L'incremento del periodo è legato principalmente al contributo apportato dagli asset eolici e solari acquisiti nell'esercizio ed alle svalutazioni effettuate nell'ambito Repowering in Italia, parzialmente compensati dalla rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti eolici ed al raggiungimento termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Si precisa che i valori adjusted del 2021 non includono:

- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di tre progetti di Repowering ottenute nell'anno pari a circa 22 milioni
- la svalutazione dell'impianto CCGT in Sicilia a seguito delle procedure di impairment test pari a circa 3 milioni;
- gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato alla voce 4.

La voce include inoltre il pieno contributo degli ammortamenti del nucleo idroelettrico destinato alla cessione. A tal fine si precisa che il risultato netto reported include invece gli ammortamenti dei suddetti assets idroelettrici calcolati solo per i primi sei mesi del 2021, fino alla data di prima applicazione del principio IFRS 5 su ERG Hydro.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del 2021 sono stati pari a 51 milioni, in significativa diminuzione rispetto al 2020 (89 milioni), grazie agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management sopracitate. Il costo medio del debito a medio-lungo termine del 2021 si è attestato all'1,7% rispetto al 2,3% del 2020 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità è maggiore di quello rilevato nel 2020 grazie all'ottimizzazione del mix liquidità a vista e liquidità investita.

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

Si precisa infine che i valori *adjusted* non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri (-16 milioni) relativi ai rimborsi di alcuni project financing in capo a società eoliche operative e dei correlati strumenti derivati IRS e al rimborso dei residui 25 milioni della passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel 2017;
- oneri finanziari (-2,4 milioni), legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-4 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** del 2021 sono pari a 30 milioni, in aumento rispetto agli 8 milioni del 2020, principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo.

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 72 milioni, in sensibile aumento rispetto ai 29 milioni del 2020 principalmente per effetto di un imponibile superiore per i risultati del periodo.

Le imposte del 2021 includono gli effetti (circa 5 milioni) della Wind Fall Tax introdotta in Romania a fronte degli elevati prezzi di cessione dell'energia.

Il tax rate adjusted del 2021, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 26% (21% nel 2020).

Situazione Patrimoniale

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

Di seguito sono indicati sia i valori reported che i valori adjusted. I valori *adjusted*, al 31 dicembre 2021 non includono:

- gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 129 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 126 milioni
- gli impatti legati all'applicazione del principio IFRS 5 sul perimetro idroelettrico.

Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	Reported		Adjusted		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	
Capitale immobilizzato	1	3.089	3.361	3.624	3.262
Capitale circolante operativo netto	2	97	152	177	152
Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(5)	(5)	(5)
Altre attività	3	434	211	434	213
Altre passività	4	(549)	(412)	(623)	(412)
Capitale investito netto attività continue		3.066	3.308	3.608	3.209
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		683	-	-	-
Capitale investito netto		3.749	3.308	3.608	3.209
Patrimonio netto di Gruppo		1.559	1.758	1.547	1.760
Patrimonio netto di terzi	5	10	10	10	10
Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	2.250	1.540	2.051	1.439
Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	(69)	-	-	-
Mezzi propri e debiti finanziari		3.749	3.308	3.608	3.209

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2020	1.050	2.259	52	3.361
Investimenti	4	255	0	259
Variazioni area di consolidamento	144	249	2	396
Disinvestimenti e altre variazioni	(5)	21	(9)	8
Ammortamenti e Svalutazioni	(69)	(208)	0	(278)
Riclassifica IFRS 5	(129)	(555)	(0)	(684)
Variazione IFRS 16	-	27	-	27
Capitale immobilizzato al 31/12/2021	995	2.048	45	3.089
Rettifica impatto IFRS 5	120	542	0	662
Rettifica impatto IFRS 16	0	(127)	0	(127)
Capitale immobilizzato adjusted al 31/12/2021	1.116	2.463	45	3.624

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di:

- parchi eolici e solari in Francia, consolidati integralmente nel secondo semestre 2021;
- all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia;
- parchi eolici e solari in Francia e Germania, consolidati integralmente dal quarto trimestre 2021

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

2 - Capitale circolante operativo netto

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

La variazione del periodo è legata principalmente all'aumento del prezzo di cessione dell'energia nel secondo semestre 2021.

3 - Altre attività

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

La variazione del periodo è legata principalmente all'effetto positivo del fair value degli strumenti derivati di copertura sul gas dovute all'andamento del prezzo delle *commodities*, alla correlata variazione delle imposte differite attive ed ai maggiori crediti IVA legati agli investimenti sostenuti per i parchi in costruzione all'estero.

4 - Altre passività

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

5 – Patrimonio Netto di terzi

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

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 129 milioni (101 milioni al 31 dicembre 2020).

Riepilogo indebitamento del Gruppo <i>(milioni di Euro)</i>	Reported		Adjusted	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.196	2.106	2.073	2.015
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(16)	(566)	(22)	(575)
TOTALE	2.181	1.540	2.051	1.439

Financial Strategy e Sustainable Finance

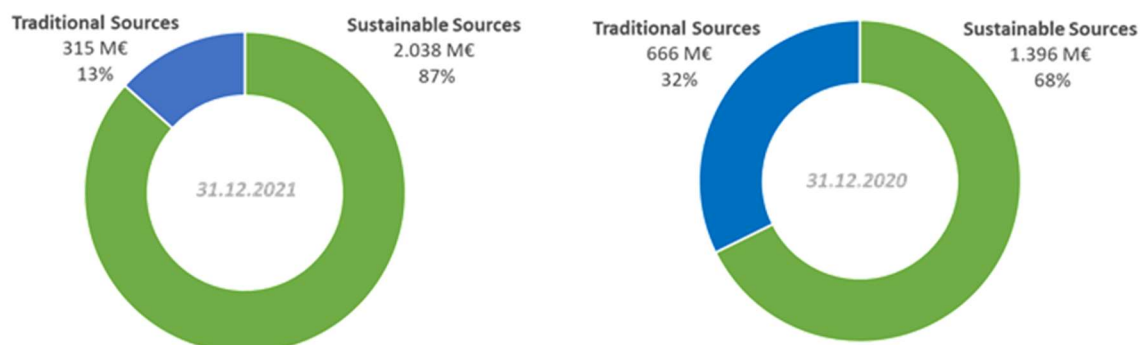
La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

Negli ultimi due anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di tre prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019, nel settembre 2020 e nel settembre 2021. Questa strategia ha permesso di ri-bilanciare la struttura finanziaria di gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

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

Al 31 Dicembre 2021 le fonti di Sustainable Finance, pari a 2.038 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.352 milioni di valore nominale (1.396 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.062 milioni di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi Euro 1.600 milioni (pari a Euro 1.100 milioni al 31 dicembre 2020), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo;
- *Finanziamenti "Environmental, Social e Governance Linked" senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans")*, per complessivi Euro 350 milioni (pari a Euro 200 milioni al 31 dicembre 2020), che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO₂;
- *ESG Linked Project Green Financing*, per complessivi Euro 88 milioni, pari ad Euro 96 al 31 dicembre 2020, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154 MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.



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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2021	31/12/2020
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	249	506
Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.614	1.139
Totale	1.863	1.645
Project Financing	237	417
Quota corrente Project Financing	(27)	(48)
Project Financing a medio-lungo termine	210	369
Crediti finanziari a lungo termine	0	0
Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	123	92
Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue	2.196	2.106
Totale indebitamento finanziario MLT Discontinued Operations	0	0
Rettifica impatto IFRS 16	(123)	(92)
Totale indebitamento finanziario adjusted	2.073	2.015

- I **“Finanziamenti bancari a medio-lungo termine”** al 31 dicembre 2021 sono pari a 249 milioni di Euro e si riferiscono a:
 - un *corporate loan* bilaterale con UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (100 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del *corporate acquisition loan* sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).
 - un *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016 e rifinanziato nel quarto trimestre 2021 (prima *corporate loan bilaterale*).

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,2 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (0,8 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- I **“Debiti finanziari a medio-lungo termine”**, pari a 1.614 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:
 - passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso) e 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni (della durata di 10 anni a tasso fisso), emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (9 milioni);
 - passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (14 milioni)
 - passività nette derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 9 milioni;
- I debiti per **“Project Financing”** pari a 237 milioni di Euro al 31 dicembre 2021 sono relativi a:
 - finanziamenti per 108 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel 2019;
 - finanziamenti per 136 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici, rilevati complessivamente al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (3 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

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

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2021	31/12/2020
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a breve termine	1.305	71
Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
Altri debiti finanziari a breve termine	67	32
Passività finanziarie a breve termine	1.372	103
Disponibilità liquide	(811)	(603)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(491)	(71)
Attività finanziarie a breve termine	(1.302)	(674)
Project Financing a breve termine	27	48
Disponibilità liquide	(50)	(52)
Project Financing	(23)	(4)
Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	6	9
Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue	53	(566)
Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations	(69)	0
Rettifica impatto IFRS 16	(6)	(9)
Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(22)	(575)

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono:

- due *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con BNL (100 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2018, e con Credit Agricole (100 milioni), sottoscritto nel primo semestre 2019, con l’obiettivo di supportare l’ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche.
- un *corporate loan* con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2019 nell’ambito delle attività di Liability Management.
- le posizioni a breve termine riferite a linee di finanziamento a breve termine. Tali erogazioni sono state utilizzate per gestire l’impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities.

Si segnala che i finanziamenti bancari a breve termine sopracitati sono stati integralmente rimborsati nel mese di gennaio 2022.

Gli altri debiti finanziari a breve termine comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (67 milioni).

Le attività finanziarie a breve termine includono investimenti in titoli e depositi a garanzia dell’operatività su strumenti derivati “futures”.

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *adjusted*, (comprensivo tra gli altri dei flussi generati da ERG Hydro S.r.l ora ENEL Hydro Appennino Centrale S.r.l) al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo. L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

(milioni di Euro)	Anno	
	2021	2020
Flussi Finanziari		
Margine operativo lordo adjusted	580	481
Variazione capitale circolante	(53)	(41)
Cash Flow Operativo	527	440
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(258)	(111)
Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(389)	(44)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0)	(0)
Disinvestimenti e altre variazioni	(3)	(0)
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(651)	(156)
Proventi (oneri) finanziari	(29)	(47)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(16)	(24)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
Cash Flow da gestione finanziaria	(45)	(71)
Cash Flow da gestione Fiscale	(42)	(25)
Distribuzione dividendi	(114)	(115)
Altri movimenti di patrimonio netto	(288)	(35)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(402)	(150)
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.439	1.476
<i>Variazione netta</i>	612	(37)
Indebitamento finanziario netto finale	2.051	1.439

Il **Cash Flow operativo** dei 2021 è positivo per 527 milioni, in aumento di 87 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del 2021 è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici e solari operativi in Francia e Germania (348 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni), oltreché agli investimenti del periodo (258 milioni) finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management. Si ricorda che nel secondo semestre 2021 sono stati rimborsati anticipatamente alcuni Project Financing, sostenendo oneri correlati alla chiusura anticipata pari a circa 16 milioni.

Il **Cash flow da Gestione Fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nell'esercizio.

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

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**¹⁷ 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**¹⁷ 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**¹⁷ 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**¹⁷ è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted**¹⁷ è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari

¹⁷ I risultati adjusted non riflettono inoltre gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 5 agli asset idroelettrici in corso di cessione.

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 2021; si ricorda che nel corso del 2020 era stata isolata come *special item* 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 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l'incremento (circa 129 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 126 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (6 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità 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.

Asset Rotation ERG Hydro

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Idroelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle valutazioni di mercato, ha deciso quindi, a partire dalla seconda decade di luglio, di avviare un programma per la potenziale dismissione degli impianti Idroelettrici, affidando al proprio management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset.

In data 2 agosto 2021 ERG ha concluso tale programma firmando un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il closing è avvenuto in data 3 gennaio 2022 e il corrispettivo è pari a 1,265 miliardi di Euro inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l.

Il perimetro dell'operazione comprende il portafoglio di asset di proprietà di ERG Hydro S.r.l. che consta di un sistema integrato di produzione di energia idroelettrica che si estende fra Umbria, Lazio e Marche. Si compone di 19 impianti idroelettrici, 7 impianti minihydro, 7 dighe, 4 bacini (corrispondenti a Salto, Turano, Corbara e Piediluco) e una stazione di pompaggio, per una potenza efficiente di 527 MW. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate.

In considerazione di quanto sopra, ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'IFRS 5, pertanto si è proceduto a classificare i Net Asset ed i risultati relativi al perimetro idroelettrico sopra descritto, come attività/passività possedute per la vendita negli schemi reported al 31 dicembre 2021.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si segnala che si è ritenuto opportuno esporre e commentare nei valori adjusted della presente Relazione i risultati degli assets in corso di cessione nell'attività ordinaria.

Si precisa, inoltre, che in applicazione dell'IFRS 5 sono stati calcolati gli ammortamenti degli asset idroelettrici fino alla data di classificazione IFRS 5 (inizio luglio 2021, corrispondente alla data in cui è stata affidata al management del Gruppo l'avvio delle trattative per la cessione degli asset): ai fini dei risultati adjusted è stato invece considerato il pieno contributo degli ammortamenti nel 2021.

Asset Rotation ERG Power

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date della presente Relazione) risultava ancora in corso di definizione. Alla Reporting Date, inoltre, l'impianto termoelettrico non risultava ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

In considerazione di quanto sopra ed in applicazione di quanto previsto dal paragrafo 12 dell'IFRS 5, nella presente Relazione non si è proceduto alla classificazione dei relativi Net Assets come attività/passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2022 il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio 2022 un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing, subordinato all'approvazione delle competenti autorità antitrust e dal positivo completamento della procedura Golden Power presso la Presidenza dei Consigli dei Ministri, è previsto entro il terzo trimestre 2022.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
		2021	2020
Margine operativo lordo Attività continue		426	401
Contributo attività destinate ad essere cedute		152	67
Margine operativo lordo		577	468
Esclusione Special Items:			
<i>Corporate</i>			
- Stomo oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	7	2
- Riclassifica IFRS 16	2	(1)	(1)
- Stomo erogazione liberale Covid-19	3	-	2
- Stomo indennità di cessazione carica CEO	4	3	-
- Stomo accantonamento fondo Business dismessi	5	2	1
<i>Termoelettrico</i>			
- Riclassifica IFRS 16	2	(1)	(1)
- Stomo accantonamento fondo Business dismessi	5	1	-
<i>Idroelettrico</i>			
- Riclassifica IFRS 16	2	(0)	(0)
- Stomo accantonamento fondo Enti Locali	6	-	16
<i>Solare</i>			
- Riclassifica IFRS 16	2	(0)	(0)
- Stomo accantonamento fondo Enti Locali	6	-	0
<i>Eolico</i>			
- Stomo oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	0	-
- Riclassifica IFRS 16	2	(8)	(7)
- Stomo accantonamento fondo Enti Locali	6	-	1
Margine operativo lordo adjusted		580	481
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		Anno	
		2021	2020
Ammortamenti attività continue		(263)	(256)
Contributo attività destinate ad essere cedute		(22)	(57)
Ammortamenti e svalutazioni		(285)	(313)
Esclusione Special Items:			
- Rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro	7	(22)	-
- Riclassifica IFRS 16	2	6	6
- Stomo svalutazione Repowering Wind Italy	8	22	-
- Stomo svalutazione impianti I-Test	9	3	9
Ammortamenti adjusted		(276)	(298)
RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		Anno	
		2021	2020
Risultato netto di Gruppo		173	108
Esclusione Special Items:			
Esclusione rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro	7	(16)	-
Riclassifica IFRS 16	2	(0)	0
Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19	3	-	2
Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	10	14	30
Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	6	2
Esclusione indennità di cessazione carica CEO	4	2	-
Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio	11	-	(1)
Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solar e rivalutazione impianti Hydro	12	-	(57)
Esclusione oneri correlati a Business dismessi	13	2	1
Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali	6	-	14
Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Impairment Test	9	3	-
Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	8	16	7
Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	14	2	(1)
Risultato netto di Gruppo adjusted		202	106

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2021 relative a parchi eolici e solari operativi in Francia e Germania, all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
3. Erogazione liberale deliberata nel primo semestre del 2020.
4. Indennità di cessazione carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
5. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
6. Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche.
7. Esclusione della rettifica ammortamenti di ERG Hydro, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività posseduta per la vendita.
8. Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di quattro progetti di Repowering ottenute nell'anno.
9. Svalutazione dell'impianto CCGT in Sicilia a seguito della procedura di impairment test a Bilancio 2021. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
10. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management.
11. 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.
12. 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.
13. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo
14. 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 2021 di oneri finanziari netti per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico *adjusted* gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

Conto Economico 2021

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno Rettifica IFRS 5 ERG Hydro	Storno riclassifiche IFRS 5 ERG Hydro	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.038	-	194	-	-	-	1.232
Altri proventi	8	-	3	-	-	-	11
Ricavi totali	1.047	-	196	-	-	-	1.243
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(393)	-	(2)	-	-	-	(395)
Costi per servizi e altri costi operativi	(164)	-	(35)	(10)	-	13	(197)
Costi del lavoro	(63)	-	(8)	-	-	-	(71)
Margine operativo lordo	426	-	152	(10)	-	13	580
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(263)	(22)	(22)	6	-	25	(276)
Risultato operativo	163	(22)	130	(4)	-	37	304
Proventi (oneri) finanziari netti	(51)	-	0	4	2	16	(29)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	1	-	-	-	-	(1)	0
Risultato prima delle imposte	112	(22)	130	(0)	2	53	275
Imposte sul reddito	(30)	6	(37)	-	(1)	(10)	(72)
Risultato netto attività continue	82	(16)	93	(0)	2	43	203
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	93	-	(93)	-	-	-	0
Risultato netto di periodo	174	(16)	-	(0)	2	43	203
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	173	(16)	-	(0)	2	43	202

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2021

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Elisioni IC ERG Hydro	Storno rettifiche IFRS 5 ERG Hydro	Storno riclassifiche IFRS 5 ERG Hydro	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	995	-	(8)	129	-	1.116
Immobilizzazioni materiali	2.048	-	(13)	555	(127)	2.463
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	45	-	-	0	-	45
Capitale immobilizzato	3.089	-	(22)	684	(127)	3.624
Rimanenze	32	-	-	0	-	33
Crediti commerciali	320	(62)	-	85	-	344
Debiti commerciali	(254)	62	-	(5)	-	(198)
Debiti verso erario per accise	(1)	-	-	-	-	(1)
Capitale circolante operativo netto	97	-	-	80	-	177
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	-	(1)	-	(5)
Altre attività	434	(46)	-	45	1	434
Altre passività	(549)	46	6	(125)	-	(623)
Capitale investito netto attività continue	3.066	-	(16)	683	(126)	3.608
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	683	-	-	(683)	-	-
Capitale investito netto	3.749	-	(16)	-	(126)	3.608
Patrimonio netto Gruppo	1.559	-	(16)	-	3	1.547
Patrimonio netto di terzi	10	-	-	-	-	10
Indebitamento finanziario netto	2.250	-	-	(69)	(129)	2.051
Indebitamento finanziario discontinued operations	(69)	-	-	69	-	-
Mezzi propri e debiti finanziari	3.749	-	(16)	-	(126)	3.608

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
3 gennaio 2022	Idroelettrico	ERG ha perfezionato, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo è pari a circa €1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l.	Comunicato Stampa del 03/01/2022
26 gennaio 2022	Corporate	ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg che include più di 400 imprese in 45 paesi nel mondo, misurandone l'impegno nel supportare la parità di genere attraverso una trasparente ed esaustiva rappresentazione delle informazioni. Bloomberg ha riconosciuto ad ERG l'efficacia delle iniziative volte a favorire la diversità di genere fra le proprie persone in Italia e all'estero, attraverso chiare linee guida nei processi di recruitment, offrendo piani di sviluppo in linea con le migliori pratiche e garantendo al contempo la parità di retribuzione tra i generi, oltre che la massima chiarezza e qualità nella rendicontazione dei dati.	Comunicato Stampa del 26/01/2022
31 gennaio 2022	Eolico	ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 97,2 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della settima asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, del progetto di repowering di Camporeale (50,4 MW), e del progetto greenfield di Roccapalumba (46,8 MW), entrambi ubicati in Sicilia, per i quali ERG aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche rispettivamente lo scorso 22 settembre e 4 ottobre 2021.	Comunicato Stampa del 31/01/2022
31 gennaio 2022	Solare	ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 SA il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia e di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW.	Comunicato Stampa del 31/01/2022
9 febbraio 2022	Termoelettrico	ERG ha firmato, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, alimentata a gas naturale presso Priolo Gargallo, in provincia di Siracusa. Con una potenza installata pari a 480 MW, la produzione media annua si attesta a circa 2,4 TWh. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing. Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.	Comunicato Stampa del 09/02/2022
10 febbraio 2022	Corporate	ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project), che racchiude le imprese, a livello globale, con le migliori performance nella creazione di una catena di approvvigionamento sostenibile. Tra più di 13.000 aziende valutate nel 2021, ERG rientra nell' 8% delle società che hanno ottenuto il rating "A", il più alto nella scala di valutazione realizzata sulla base del questionario "Climate Change" di CDP.	Comunicato Stampa del 10/02/2022
23 febbraio 2022	Corporate	ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia. I due progetti sono attualmente in fase di autorizzazione e la realizzazione è prevista in prossimità di due parchi eolici ERG in esercizio a Ginestra degli Schiavoni in Campania e a Vicari in Sicilia	Comunicato Stampa del 23/02/2022

Come già commentato negli "Aggiornamenti normativi di rilievo" nella prima parte del 2022 sono state introdotte misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

Risultano ancora in corso di emanazione le modalità attuative da parte dell'ARERA, in base alle quali potranno essere meglio definiti gli impatti per il Gruppo.

Infine, si segnala che, in considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di febbraio 2022 in **Ucraina**, il management sta monitorando eventuali criticità ed impatti che il conflitto potrebbe avere sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di business continuity.

Si rileva che le tensioni geopolitiche stanno avendo forti impatti sui mercati, sia finanziari che delle commodities, con un forte aumento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, a fronte dei quali non si possono ad oggi escludere ulteriori interventi a livello regolatorio sul settore dell'energia.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

In un contesto di prezzi di mercato elevati per effetto della crisi energetica e degli elevati prezzi del gas naturale, si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio che riflette un approccio al business non speculativo, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati, a prezzi considerevolmente inferiori rispetto a quelli attuali. Tali coperture, effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono poi convenzionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP).

Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

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

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

In coerenza all'evoluzione del modello di business del gruppo, a partire dal 2022 i risultati economico finanziari saranno rappresentati per area geografica.

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2022:

Italia

Wind: il margine operativo lordo è previsto in riduzione rispetto al 2021 a seguito della consistente diminuzione del valore dell'incentivo, determinato per differenza tenendo conto della media dei prezzi dell'energia dell'esercizio 2021.

Solare: si conferma nel tempo la stabilità della performance che continuerà a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management.

In base ai criteri allocativi delle coperture di cui in premessa e delle stime di produzione basate sulle medie storiche, si prevede che una larga maggioranza delle produzioni eoliche e solari in Italia a vario titolo esposte al rischio mercato vengano valorizzate a termine ad un prezzo medio di circa 65 €/Mwh.

Si stima per l'esercizio 2022 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in riduzione rispetto al 2021.

Estero

Il risultato **Wind Estero** è previsto in incremento rispetto a quello del 2021 per previsioni anemologiche statistiche più favorevoli rispetto a quelle particolarmente depresse del 2021, in un contesto di scenario prezzi di mercato in rialzo in Europa. Inoltre, i risultati beneficeranno del pieno contributo dei parchi Eolici e Solari acquisiti nel corso del 2021 nonché dei due impianti in Nord Irlanda (70 MW) ed uno in Francia (7MW) sviluppati organicamente ed entrati in esercizio a fine 2021. I risultati inoltre rifletteranno l'apporto dei nuovi impianti in Francia (20 MW), UK (142 MW) e Polonia (61 MW) che si prevede entrino in esercizio nel corso del 2022. Il **Solare Estero**, in particolare, beneficerà del contributo per l'intero esercizio dei parchi consolidati in Francia (79 MW) tra giugno e ottobre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Il risultato in **Francia** è previsto in rialzo, oltre che per previsioni anemologiche più favorevoli rispetto a quelle consuntivate nel 2021, principalmente per effetto dell'apporto sull'intero esercizio dei parchi eolici (98 MW) e fotovoltaici (79 MW) acquisiti tra giugno e ottobre 2021, dell'entrata in esercizio di un parco eolico a fine 2021 (7MW) e, nel corso del 2022, di un parco attualmente in costruzione (20 MW).

Il risultato in **Germania** è previsto in rialzo principalmente per effetto di volumi stimati su base statistica più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi del 2021 oltre all'apporto per l'intero esercizio del perimetro derivante dai parchi eolici acquisiti a ottobre 2021 (55 MW).

Il risultato in **Est Europa** risulta influenzato principalmente dal contesto di scenario prezzi favorevole e dall'entrata in esercizio di due parchi eolici in Polonia (61 MW).

Ai risultati del 2022 contribuiranno gli apporti degli impianti in due nuovi paesi, il **Regno Unito** e la **Spagna**.

Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar Estero è pertanto atteso in significativo aumento rispetto al 2021.

Nel complesso per l'esercizio 2022 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra **400 e 430** milioni. Il dato di riferimento del 2021 a parità di perimetro wind & solar, ed al netto della completa allocazione dei costi centrali residui, è pari a **399 M€** (580 M€ invece includendo anche Hydro e CCGT).

Gli investimenti per il 2022, previsti nel range compreso tra **420 e 480** milioni (617 M€ nel 2021 a parità di perimetro wind & solar e 648 milioni includendo Hydro e CCGT), comprendono l'acquisizione di due parchi solari in Spagna (92 MW) avvenuta a gennaio 2022, le attività di Repowering dei parchi italiani e lo sviluppo di investimenti *greenfield* attraverso la costruzione dei parchi in Regno Unito per circa 142 MW, in Polonia per 61 MW ed in Francia per 20 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2022 è atteso nel range tra **750 e 850** milioni (2.051 milioni a fine 2021), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,90 Euro per azione.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, si prevede la cessione degli assets entro il terzo trimestre 2022: per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle *discontinued operations*.

Fine Comunicato n.0118-7

Numero di Pagine: 88