



SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-2-2020	Data/Ora Ricezione 11 Marzo 2020 07:45:10	MTA
---	---	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 128563

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : 3.1; 1.1

Data/Ora Ricezione : 11 Marzo 2020 07:45:10

Data/Ora Inizio : 11 Marzo 2020 07:45:11

Diffusione presunta

Oggetto : Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31/12/2019

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31.12.2019

***Superati i 3.000 MW di potenza installata, MOL a oltre 500 milioni di Euro e impegno sulla sostenibilità premiato con l'ESG Rating 'AA' di MSCI.
Proposto un dividendo di 0,75 Euro per azione.***

Anno 2019

***MOL consolidato a valori adjusted¹: 504 milioni di Euro, 491 milioni nel 2018
Risultato netto di Gruppo a valori adjusted: 104 milioni di Euro, 107 milioni nel 2018***

Quarto trimestre 2019

***MOL consolidato a valori adjusted 124 milioni di Euro, 109 milioni nel 4° Trimestre 2018
Risultato netto di Gruppo adjusted: 29 milioni di Euro, 15 milioni nel 4° Trimestre 2018***

Genova, 11 marzo 2020 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2019, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la relazione sulla politica di remunerazione e sui compensi corrisposti.

Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2019	2018	Var. %		2019	2018	Var. %
124	109	13%	MOL	504	491	3%
48	38	26%	Risultato operativo netto	205	216	-5%
29	15	96%	Risultato netto di Gruppo	104	107	-3%

	31.12.19	31.12.18	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.476	1.343	+133
Leverage²	45%	42%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: “**Il margine operativo lordo di 504 milioni di Euro è in crescita rispetto ai 491 milioni del 2018 e si colloca nella parte più alta della *guidance* data a metà anno. Tale ottimo risultato è stato raggiunto malgrado una performance molto inferiore nell'idroelettrico, a causa di un anno decisamente secco, ed il debole andamento dei prezzi dell'energia, sia in Italia che all'estero. La buona ventosità nei paesi dove operiamo, l'importante risultato ottenuto nel Termoelettrico, grazie all'andamento del prezzo del gas, ma soprattutto il pieno contributo della maggiore capacità operativa sviluppata di 198 MW, sono i fattori che ci hanno permesso di crescere ancora, e di superare i 500 milioni di Margine Operativo Lordo.**

Nel 2019 abbiamo inoltre completato all'estero gli iter autorizzativi che ci consentono di avviare nel 2020 nuovi cantieri per la costruzione di circa 285 MW tra Regno Unito, Francia e Polonia, mentre prosegue in Italia il percorso autorizzativo del nostro portafoglio progetti di Repowering, nel rispetto delle previsioni del Piano Industriale. Nel complesso confermiamo quindi il nostro obiettivo per il 2022 di incrementare di circa 850 MW la capacità installata rispetto al 2017, di cui circa 350 MW già realizzati. Per il 2020 ci aspettiamo un margine operativo lordo compreso fra i 500 e i 520 milioni di Euro, in rialzo rispetto allo scorso anno, ed un indebitamento netto in riduzione fra i 1.360 e i 1.440 milioni, inclusivi di investimenti che si attesteranno fra i 185 e i 215 milioni di euro, dedicati quasi totalmente alla costruzione dei progetti *greenfield* delle nostre pipeline in Gran Bretagna, Polonia e Francia. Siamo infine orgogliosi di avere ottenuto quest'anno ulteriori importanti riconoscimenti nell'ambito ESG, sempre più al centro delle nostre strategie, tra cui il rating 'AA' da parte di MSCI.”

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 "Indicatori Alternativi di Performance"

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

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 21 aprile 2020 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 22 aprile 2020 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,75 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2020 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 18 maggio 2020 (*ex date*) e *record date* il 19 maggio 2020.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto la richiesta dell'azionista San Quirico S.p.A. (vedasi CS del 28 febbraio 2020) conforme alla normativa applicabile e ha, pertanto, deliberato di convocare, ai sensi dell'articolo 2367 del Codice Civile, l'Assemblea Straordinaria della Società per la medesima data in cui verrà convocata l'Assemblea Ordinaria, al fine di sottoporre alla stessa la proposta di modifica dell'articolo 10 dello statuto sociale, per introdurre un meccanismo di maggiorazione del diritto di voto secondo quanto previsto e consentito dall'art. 127-quinquies del TUF, conformemente a quanto rappresentato nella relazione illustrativa dell'azionista San Quirico S.p.A., predisposta ai sensi dell'art. 125-ter, comma 3, del TUF alla quale si rimanda e che sarà integralmente messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa. Il Consiglio di Amministrazione non ha formulato ulteriori osservazioni rispetto alla richiesta di convocazione e alla proposta dell'azionista San Quirico S.p.A.

Con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del Covid-19 ed alle conseguenti restrizioni a tutto il territorio nazionale, in data 9 marzo 2020 ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (Smart Working) a tutti i giorni lavorativi della settimana sino al 3 aprile 2020. Tale possibilità è stata estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane del Gruppo laddove tale modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate, assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi.

Premessa

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

ERG, in coerenza con il Piano Industriale 2018-2022, ha inoltre approvato per lo stesso periodo gli obiettivi di Sostenibilità in linea con gli UN SDGs, in particolare lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (UN SDG 7), l'attenzione all'ambiente (UN SDG 6 e 15), alle condizioni di lavoro (UN SDG 8) e al welfare (UN SDG 4).

Variazione perimetro di business nel 2019

Eolico - UK

In data **2 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società **Craigigore Energy Ltd**, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry.

Il parco sarà costituito da 10 turbine per una capacità autorizzata di 25 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 87 GWh all'anno pari a circa 3.500 ore equivalenti ed a circa 43 kt di emissioni di CO2 evitata, nonché al fabbisogno stimato di energia di circa 21.500 famiglie.

Nel corso del quarto trimestre 2019 sono state svolte le attività preliminari alla costruzione, il cui avvio è previsto nel corso del primo trimestre 2020 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, entro Giugno 2021. Il progetto parteciperà al mercato integrato unico dell'energia (I-SEM - Integrated Single Electricity Market).

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.

Eolico - Francia

In data **6 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l'acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS", società di diritto francese titolare di **sei parchi eolici** con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia.

I parchi, entrati in esercizio tra il 2007 e il 2009, con un MOL 2018 di 6,2 milioni di euro ed una produzione totale attesa di 99 GWh, pari a oltre 1.800 ore equivalenti ed a circa 50 kt di emissione di CO2 evitata,

beneficiano di una tariffa incentivata (FiT), pari in media a 93 euro al MWh nel 2018 e con una durata di 15 anni.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a 52 milioni di Euro. La società ha una posizione finanziaria netta nulla. Il closing dell'operazione è avvenuto a seguito del consenso ottenuto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze francese. Il Bilancio 2019 riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

Eolico - Germania

In data **27 giugno 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation, ha perfezionato con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW. **Windwärts**, che vanta una lunga esperienza come sviluppatore, è pioniere nel settore delle rinnovabili in Germania e controllata al 100% dalla utility MVV Energie AG. La pipeline *early-medium stage*, complessivamente di circa 224 MW, è composta da 13 progetti in diverse fasi di sviluppo, 4 dei quali, in fase più avanzata, sono considerati dai Regional Plan. I progetti sono situati nella Germania del nord, precisamente in Lower Saxony e Schleswig-Holstein, in aree particolarmente ventose e presentano una producibilità stimata media superiore alle 3.000 ore equivalenti.

Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti.

Eolico - Germania

In data **19 agosto 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha perfezionato un accordo con una società controllata da Aquila Capital, società di investimenti tedesca, per l'acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici situati nella regione di Mecklenburg-Western Pomerania nel nord-est del paese.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 34 MW ed equipaggiati con 11 turbine Vestas V112, sono entrati in esercizio nel 2014 ed hanno avuto negli ultimi quattro anni una produzione annua media di circa 89 GWh corrispondente ad oltre 2.600 ore equivalenti e pari a circa 67.000 t di emissioni di CO2 evitate all'anno. I parchi beneficiano per 20 anni dalla data di entrata in esercizio di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2018, è stata pari in media a 97 Euro/MWh.

L'operazione, il cui closing è avvenuto in data **13 settembre 2019**, a seguito dell'autorizzazione dell'Antitrust in Germania, ha previsto un prezzo in termini di *equity value* pari a 37 milioni di Euro a cui è corrisposto un *enterprise value* di 84 milioni di Euro. Il Bilancio 2019 riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

Solare

In data **12 febbraio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Solar Montalto S.r.l., ha perfezionato l'**acquisizione** da Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM – *asset manager* europeo nel settore rinnovabile, del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW.

E' stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale. Gli impianti sono ubicati a Montalto di Castro (Lazio), hanno registrato nel 2018 una produzione totale di 85,6 GWh ed un MOL di 30 milioni di euro. Equipaggiati con tecnologia Sun Power e con tracker monoassiale, gli impianti sono entrati in esercizio mediamente nel quarto trimestre del 2010 e beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 220 milioni di euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 97 milioni di euro ed alla posizione finanziaria netta della Società acquisita al 31 dicembre 2018 pari a 124 milioni di euro.

Il Bilancio 2019 riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

Quarto trimestre 2019

Risultati finanziari consolidati

Nel **quarto trimestre 2019** i **ricavi adjusted** sono pari a 260 milioni, sostanzialmente in linea rispetto all'analogo periodo del 2018 (261 milioni), in quanto i minori ricavi incentivati nell'idroelettrico sono stati compensati dall'aumento della produzione dell'eolico e del solare, sia in Italia che all'estero anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico.

Il **margin operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 124 milioni rispetto ai 109 milioni registrati nel quarto trimestre 2018. La variazione positiva di 14 milioni riflette i seguenti fattori:

Eolico (+12 milioni): margine operativo lordo pari a 87 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (75 milioni) in un ambito anemologico più favorevole sia in Italia (+64 GWh) che all'estero (+135 GWh). In particolare, il risultato dei parchi eolici in Italia (51 milioni, in aumento rispetto ai 49 milioni dell'analogo periodo dell'esercizio precedente) beneficia delle maggiori produzioni, solo in parte compensate dal minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), mentre l'andamento sfavorevole dei prezzi dell'energia è stato quasi totalmente compensato dalle operazioni di copertura. I risultati all'estero sono in crescita (+10 milioni) grazie principalmente al contributo dei 138 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, alle maggiori produzioni in particolare in Francia ed in Polonia.

Solare (+3 milioni): il margine operativo lordo, pari a 7 milioni, è sostanzialmente raddoppiato rispetto al quarto trimestre 2018 (4 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici.

Idroelettrico (-5 milioni): margine operativo lordo di 23 milioni (28 milioni nel quarto trimestre 2018), in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La performance ha risentito principalmente dei minori volumi incentivati (-36 GWh) e del minor prezzo dell'incentivo, più basso rispetto al quarto trimestre 2018.

Termoelettrico (+6 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 11 milioni, è superiore rispetto ai 5 milioni del quarto trimestre 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, la riduzione del prezzo in Sicilia, e alle maggiori quantità vendute ai clienti finali nonché della performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 48 milioni (38 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 76 milioni in aumento di 4 milioni rispetto al 2018 (71 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti effettuati nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 29 milioni, in aumento rispetto al risultato di 15 milioni del 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi e ad un tax rate effettivo inferiore allo stesso periodo del 2018 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Anno 2019

Risultati finanziari consolidati

Nel 2019 i **ricavi adjusted** sono pari a 1.022 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2018 (1.027 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati dello scorso anno, in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico e del solare, sia in Italia che all'estero anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico.

Il **margine operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 504 milioni, in aumento di 13 milioni rispetto ai 491 milioni registrati nel 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (+27 milioni): margine operativo lordo pari a 301 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (274 milioni) in un ambito anemologico più favorevole sia in Italia (+149 GWh) che all'estero (+387 GWh). In particolare, il risultato dei parchi eolici in Italia (191 milioni, in diminuzione rispetto ai 195 milioni dell'esercizio precedente) risente principalmente del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), mentre l'andamento sfavorevole dei prezzi dell'energia è stato quasi totalmente compensato dalle operazioni di copertura. I risultati all'estero sono in crescita (+31 milioni) grazie principalmente al contributo dei 138 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, alle maggiori produzioni in particolare in Francia, Germania e Polonia, nonché a seguito del miglior scenario prezzi nei paesi dell'Est Europa. Si ricorda che il 2018 aveva beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy di 48 MW (+3 milioni) in UK, ceduto in data 7 marzo 2018.

Solare (+30 milioni): il margine operativo lordo, pari a 63 milioni, è raddoppiato rispetto al 2018 (32 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento.

Idroelettrico (-59 milioni): margine operativo lordo di 87 milioni (146 milioni nel 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità (-511 GWh)

registrata nell'anno rispetto a quella storica, ed in particolare a quella significativamente elevata dello scorso anno, con effetto sui ricavi di vendita di energia elettrica, sull'incentivo ed infine, in minor misura, del prezzo dell'incentivo, più basso rispetto allo scorso anno.

Termoelettrico (+17 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 69 milioni, è superiore rispetto ai 53 milioni del 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, la riduzione del prezzo in Sicilia, e alle maggiori quantità vendute ai clienti finali nonché della performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 205 milioni (216 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 299 milioni in aumento di 24 milioni rispetto al 2018 (275 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti effettuati nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 104 milioni, inclusivo di circa 1 milione spettante alle minorities, in diminuzione rispetto al risultato di 107 milioni del 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi. Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al 2018 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative. Inoltre il tax rate effettivo si è attestato in linea con il 2018 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a 1.476 milioni, in aumento (133 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (432 milioni), la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni³), ed il pagamento delle imposte (41 milioni). Il tutto, in parte compensato dal positivo flusso di cassa del periodo (492 milioni⁴) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia. L'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 dicembre 2019 a circa 78 milioni.

Investimenti

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

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2019	2018		2019	2018
16	17	Eolico	189	146
1	0	Solare	221	345
10	4	Termoelettrico	15	8
3	4	Idroelettrico	6	7
1	1	Coporate	2	3
31	26	Totale Investimenti	432	510

Nel **quarto trimestre 2019** gli investimenti sono stati pari a **31 milioni** (26 milioni nel 2018) e si riferiscono a investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali** di cui il 54% nel settore Eolico (65% nel 2018), principalmente all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in UK, il 32% nel settore Termoelettrico (16% nel 2018) a seguito delle manutenzioni straordinarie su alcune componenti dell'impianto CCGT, il 9% nel settore Idroelettrico (14% nel 2018) e il 3% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

Nel 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **432 milioni** (510 milioni nel 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro), di parchi eolici operativi in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni), e di una pipeline di 224 MW in Germania (2 milioni). Inoltre, nel corso del periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 68 milioni** di cui il 66% nel settore Eolico (70% nel 2018), principalmente correlati al completamento del parco eolico in Germania

³ valore principalmente legato al reversal della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito.

Trattasi di rettifica di natura contabile senza impatti sul flusso di cassa

⁴ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

(Windpark Linda) e all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in UK, il 22% nel settore Termoelettrico (14% nel 2018) a seguito delle manutenzioni straordinarie su alcune componenti dell'impianto CCGT, l'8% nel settore Idroelettrico (11% nel 2018) e il 3% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

Eolico: gli investimenti del 2019 (**189 milioni**) si riferiscono principalmente alle acquisizioni di parchi eolici effettuate in Francia (52 MW) e in Germania (34 MW), oltre che per lo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è avvenuta alla fine del mese di giugno. E' stato inoltre completato con successo il primo intervento di reblading, effettuato su un parco eolico di 13,2 MW in Italia.

Solare: gli investimenti del 2019 si riferiscono all'acquisizione di una quota del 78.5% di 2 impianti fotovoltaici, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), con una capacità installata di 51,4 MW ed una produzione stimata annua di circa 96 GWh, che beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'*enterprise value* dell'operazione è stato pari a circa 220 milioni di Euro per la quota acquisita.

Idroelettrico: gli investimenti dell'idroelettrico, pari a circa 6 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Termoelettrico: gli investimenti del 2019 (15 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito 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 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,9 TWh (3,4 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,1 TWh (1,8 TWh nel 2018), di cui circa 0,6 TWh all'estero e 1,5 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nel 2018).

Nel **corso del 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 15,1 TWh (13,6 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 8,0 TWh (7,5 TWh nel 2018), di cui circa 1,8 TWh all'estero e 6,1 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2018).

L'energia venduta *wholesale* include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "*over the counter*" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di *hedging* della generazione, in linea con le *risk policy* di Gruppo.

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁵ seguente:

4° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Anno			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
1.155	955	200	21%	Produzione eolica	4.000	3.464	537	15%
587	522	64	12%	<i>di cui Italia</i>	2.161	2.012	149	7%
568	433	135	31%	<i>di cui Estero</i>	1.839	1.452	387	27%
32	20	12	59%	Produzione solare	226	130	97	74%
361	338	23	7%	Produzione idroelettrica	1.229	1.740	-511	-29%
563	506	57	11%	Produzione termoelettrica	2.504	2.151	353	16%
2.111	1.819	292	16%	Produzioni complessive impianti ERG	7.959	7.484	476	6%

Nel quarto trimestre 2019 sono state effettuate vendite di vapore⁶ per 196 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 239 migliaia di tonnellate del quarto trimestre 2018; vendite per 875 migliaia di tonnellate **nel corso del 2019** (in incremento rispetto alle 737 migliaia di tonnellate del 2018).

Per quanto riguarda le **produzioni**, nel **quarto trimestre del 2019** si segnala in particolare:

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 1.155 GWh, in incremento del 21% rispetto al corrispondente periodo del 2018 (955 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 12% in Italia (da 522 GWh a 587 GWh) e del 31% all'estero (da 433 GWh a 568 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+64 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel quarto trimestre 2018 in tutte le regioni ed in particolare in Sardegna, Sicilia e Calabria.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 135 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+90 GWh, principalmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo trimestre del 2018), in Germania (+35 GWh a seguito del contributo dei nuovi parchi nel paese), nonché nell'Europa dell'Est (+11 GWh).

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 32 GWh (20 GWh nel quarto trimestre 2018) in forte incremento a seguito del contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici, con un load factor pari al 10% in linea con l'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel quarto trimestre 2019 pari a 361 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 94 Euro/MWh, in netta diminuzione rispetto ai 114 Euro/MWh del quarto trimestre 2018 per la già commentata forte riduzione dei volumi incentivati.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 563 GWh, in aumento rispetto al quarto trimestre 2018 (506 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO2. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico grazie al differenziale prezzo Sicilia verso il PUN in un contesto di minori prezzi in Sicilia. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 196 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto alle 239 migliaia di tonnellate del quarto trimestre 2018.

Nel corso del 2019:

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 4.000 GWh, in incremento del 15% rispetto al corrispondente periodo del 2018 (3.464 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 7% in Italia (da 2.012 GWh a 2.161 GWh) e del 27% all'estero (da 1.452 GWh a 1.839 GWh).

⁵ 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.

⁶ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

L'incremento delle produzioni in Italia (+149 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2018 sostanzialmente in tutte le regioni ed in particolare in Sardegna, Puglia e Molise.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 387 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+242 GWh, sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo semestre dell'anno 2018), in Germania (+128 GWh principalmente a seguito delle recenti acquisizioni), nonché nell'Europa dell'Est (+47 GWh), al netto del venire meno delle produzioni in UK (-29 GWh) a seguito della cessione del parco di Brockaghboy.

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 226 GWh ed il relativo load factor pari al 18% (16% nel 2018).

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel 2019 pari a 1.229 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 102 Euro/MWh, in lieve diminuzione rispetto ai 107 Euro/MWh del 2018.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.504 GWh, in aumento rispetto al 2018 (2.151 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO2. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico grazie al differenziale prezzo Sicilia verso il PUN in un contesto di minori prezzi in Sicilia. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 875 migliaia di tonnellate, in significativo incremento rispetto alle 737 migliaia di tonnellate del 2018. Di conseguenza anche il numero di Certificati Bianchi maturati è risultato in sensibile crescita rispetto al 2018.

Il margine operativo lordo adjusted del 2019 è risultato pari a 69 milioni (53 milioni nel 2018), con risultati in incremento a seguito del miglioramento dello spark spread, delle maggiori vendite ai clienti del Sito di Priolo dai maggiori proventi derivanti dai certificati Bianchi e della performance degli impianti.

I dati sulla Sostenibilità

Gli obiettivi di Sostenibilità che ERG si è data sono in linea con gli UN SDGs e costituiscono parte integrante del Piano Industriale 2018-2022. Il Gruppo si è impegnato su 3 filoni principali:

1. **lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili**, che ben rappresenta il nostro impegno alla lotta al climate change.
2. **attenzione all'ambiente, alle condizioni di lavoro ed al welfare;**
3. implementazione, a livello di Gruppo, della nuova Policy Anticorruzione e delle nuove **procedure di selezione dei fornitori.**

Dal suo ingresso nelle rinnovabili ERG ha ridotto del 90% il Carbon Index, ovvero la quantità di CO2 emessa per ciascun kWh prodotto che, a fine 2019, si attesta a 145 gCO2/kWh, pari alla metà di quello mediamente registrato in Italia.

Oggi, grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, ERG evita ogni anno l'emissione di oltre 3 milioni di tonnellate di CO2, circa 17 milioni di tonnellate dall'entrata nel settore delle rinnovabili.

L'impianto di CCGT di Priolo ha confermato la costante riduzione dell'indice di emissione di CO2 per kWh prodotto: circa -1% nell'anno.

Prosegue la politica di minimizzazione dell'impatto ambientale delle *Operation* definita dal Sustainability Committee: a fine 2019 circa il 90% dei nostri consumi energetici indiretti sono stati coperti da acquisti di energia elettrica verde.

Le nostre Persone continuano ad essere il punto di forza del Gruppo: oltre il 99% sono assunte a tempo indeterminato. Il programma di formazione, oltre 46.000 ore nel 2019, ha coinvolto il 98% della popolazione aziendale, con una media di oltre 7 giorni/uomo dedicati.

Nei territori dove ERG ha i propri asset produttivi sono state organizzate attività di sostegno ai giovani, alla cultura e alle start up nel settore energy, che hanno coinvolto oltre 10.000 studenti.

ERG rendiconta il proprio approccio al *climate change* secondo l'approccio TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures) sia nella Dichiarazione non Finanziaria sia nel Carbon Disclosure Project (CDP), che ha confermato per ERG, per il secondo anno consecutivo, il rating B, più alto sia rispetto alla media del settore Utilities sia rispetto alla media europea.

ERG è stata confermata per il secondo anno consecutivo fra le 50 aziende più sostenibili al mondo (35° posto) nel *Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index*.

Il collocamento del primo green bond ERG da 500 milioni di euro ha ricevuto una richiesta di oltre sei volte superiore all'offerta, riscontrando l'interesse dei più quotati investitori dei principali paesi europei.

Principali fatti avvenuti nel corso del 2019

Eolico

In data **15 gennaio 2019** è stata ultimata la fase di commissioning di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di *asset* in costruzione ed in sviluppo di Epuron acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO2 evitata all'anno (CS del 15/1/2019)

In data **25 marzo 2019** è stato sottoscritto un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l'acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS", società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 6 maggio 2019 (CS del 25/3/2019).

In data **2 maggio 2019** è stata acquisita da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craiggore Energy Ltd, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry per una capacità autorizzata di 25 MW. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto (CS del 2/5/2019).

In data **14 giugno 2019** Parc Eolien du Pays a Part, società francese del Gruppo ERG, titolare di un progetto situato nel nord della Francia per una potenza di 18 MW, è risultata aggiudicataria della terza asta dedicata all'eolico *onshore* (CS del 14/6/2019).

In data **21 giugno 2019** è ultimata la fase di costruzione e commissioning dell'impianto Wind Park Linda, parco situato in Germania, con una potenza pari a 21,6 MW (CS del 21/6/2019).

In data **27 giugno 2019** è stato sottoscritto un accordo con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW. Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti (CS del 27/6/2019).

In data **19 agosto 2019** è stato sottoscritto un accordo con Aquila Capital per l'acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 34 MW (CS del 19/8/2019). Il closing dell'operazione è avvenuto in data 13 settembre.

Solare

In data **11 gennaio 2019** è stato acquisito da Soles Montalto GmbH il 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51.4 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019 (CS del 12/2/2019).

In data **6 marzo 2019** è stata sospesa la costituzione della joint venture ERG Q Solar 1 (CS del 6/3/2019).

Termoelettrico

In data **18 ottobre 2019** sono stati sottoscritti due Power Purchase Agreement (PPA) tra ERG Power Generation e ACEA per la fornitura di complessivi 1,5 TWh di energia nel periodo 2020-2022 (CS del 18/10/2019).

Corporate

In data **14 gennaio 2019** ERG ha finalizzato l'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo. L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. (*vedasi CS*

in pari data), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori, di 1,1 milioni di euro (CS del 14/1/2019).

In data **4 febbraio 2019** ERG si è classificata al 16° posto nel “Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index” pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l’unica tra le Top 50 (CS del 4/2/2019).

In data **13 marzo 2019** è stato perfezionato l’incasso anticipato di 36,6 milioni di Euro oggetto **del Vendor Loan** concesso ad a.p.i. S.p.A al momento della sottoscrizione dell’accordo per la cessione di TotalErg S.p.A. (CS del 13/3/2019).

In data **4 aprile 2019** è avvenuto il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 1 miliardo (CS del 4/4/2019).

In data **20 giugno 2019** l’agenzia di rating **Fitch** ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB- (CS del 20/6/2019).

In data **2 agosto 2019** il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha nominato Paolo Luigi Merli Direttore Generale con la qualifica di “Corporate General Manager & CFO” (CS del 2/8/2019).

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2019

Eolico

In data **24 febbraio 2020** è stato acquisito il **100% del capitale di cinque società** di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW (CS del 24/2/2019).

In data **5 marzo 2020** è stato acquisito il 100% del capitale di Laszki Wind Wp. Z.o.o., società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW (CS del 5/3/2020).

Corporate

In data **22 gennaio 2020** ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA", rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI"), una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). In aggiunta ERG con il 35mo posto si conferma tra le top 50 aziende al mondo nel Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the world Index e ha mantenuto il rating B di CDP Climate Change (CS del 22/1/2019).

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2020:

Eolico: ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia. Il risultato all’estero sarà sostanzialmente in linea a quello del 2019 alla luce delle previsioni anemologiche stimate su base statistica leggermente meno favorevoli, compensate dal contributo dei neo-acquisiti parchi eolici in Francia (38 MW), in un contesto di scenario prezzi favorevole. In Italia il margine operativo lordo è previsto in linea al 2019 a seguito dei maggiori prezzi dell’incentivo che compenseranno l’uscita ad inizio dell’anno dal sistema incentivante di ulteriori 26 MW, ed una ventosità prevista in leggera diminuzione.

Il risultato operativo lordo complessivo del Wind è pertanto atteso sostanzialmente in linea rispetto all’anno precedente.

Solare: ERG nel 2020 beneficerà di alcune sinergie derivanti dall’ottimizzazione del portafoglio di Energy Management, e dall’internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti.

Si stima per l’intero esercizio 2020 un Margine Operativo Lordo in leggera crescita rispetto al 2019.

Idroelettrico: per tale asset si prevedono volumi stimati su base statistica decennale più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi del 2019, detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall’azione

di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Inoltre il risultato beneficerà anche del maggior prezzo dell'incentivo su almeno il 40% delle produzioni. Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in aumento rispetto ai valori del 2019.

Termoelettrico: la previsione del risultato 2020 risentirà rispetto al 2019 di uno scenario prezzi e margini meno favorevole, e della contrazione dei volumi dei titoli di efficienza energetica a seguito dell'uscita dal periodo di cogeneratività ad alto rendimento di uno dei due moduli dell'impianto. Questi effetti saranno in parte compensati dal miglioramento dell'efficienza operativa anche a seguito della fermata programmata avvenuta nel quarto trimestre del 2019, e dall'attività di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento. Complessivamente si prevede un Margine Operativo Lordo in contrazione rispetto al 2019.

Per l'esercizio 2020 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 500 e 520 milioni di Euro (504 milioni di Euro nel 2019) grazie ad una previsione di maggiori volumi nell'Hydro, al maggior prezzo dell'incentivo sia nel Wind che nell'Hydro, al contributo dei nuovi parchi eolici all'estero e ad azioni di efficienza operativa ed energy management. Tali effetti positivi vengono in parte compensati principalmente nel Wind da un perimetro incentivato in diminuzione in Italia, e da scenari prezzi e previsioni anemologiche meno favorevoli, nonché da una redditività attesa inferiore nel Termoelettrico.

Con riferimento agli scenari prezzi, da segnalare il potenziale effetto depressivo sui valori sulle commodities scaturiti dagli effetti dell'emergenza mondiale del Covid-19. In tale ambito, con riferimento alla gestione 2020, si evidenzia che una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei Clean Spark Spreads legati alle produzioni termoelettriche sono state già oggetto di vendita a termine, in linea con le hedging policy di rischio del Gruppo.

Gli investimenti per il 2020 sono previsti nel range compreso tra 185 e 215 milioni di Euro, in riduzione rispetto agli importi del 2019 caratterizzati principalmente da operazione M&A. Gli investimenti del 2020, al contrario, saranno relativi allo sviluppo di investimenti *greenfield* con la costruzione dei parchi in Gran Bretagna per circa 120 MW, in Polonia per 38 MW ed in Francia per 28 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta.

La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento che si attesterà in un range tra 1,36 e 1,44 miliardi (1,48 miliardi nel 2019), per minori investimenti previsti in M&A, minori oneri finanziari grazie ai pieni effetti delle operazioni di *liability management* a valle dell'emissione del Green Bond nel corso del 2019, ed inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,75 Euro per azione.

Ulteriori informazioni

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire a ciascun membro del Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2020 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 e Rischi e del Comitato Nomine e Compensi a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2020, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

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), 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 1.450.080, il loro ammontare è pari al 0,965% 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, 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 di remunerazione e sui compensi corrisposti

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Relazione sulla politica 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. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione 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, Paolo Luigi Merli, 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 2019 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 11,00 (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 l'11 marzo 2020 alle ore 7,45 (CET), 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 proposta e la relazione illustrativa dell'azionista San Quirico S.p.A. 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 2020", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Sabina Alzona Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311 – e-mail: salzona@erg.eu

Emanuela Delucchi IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu - ir@erg.eu

Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - @ergnow

Sintesi dei risultati

4°trimestre			Anno	
2019	2018	(milioni di Euro)	2019	2018
Principali dati economici adjusted ⁽¹⁾				
260	261	Ricavi	1.022	1.027
124	109	Margine operativo lordo	504	491
48	38	Risultato operativo netto	205	216
29	15	Risultato netto	105	107
29	15	di cui Risultato netto di Gruppo	104	107
Principali dati finanziari				
3.264	3.172	Capitale investito netto adjusted ⁽²⁾	3.264	3.172
1.787	1.829	Patrimonio netto	1.787	1.829
1.476	1.343	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.476	1.343
812	1.178	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	812	1.178
45%	42%	Leva finanziaria	45%	42%
48%	42%	Ebitda Margin %	49%	48%
Dati operativi				
1.929	1.822	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.929	1.822
1.155	955	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	4.000	3.464
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
563	506	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	2.504	2.151
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
361	338	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.229	1.740
141	90	Capacità installata impianti solari a fine periodo	141	90
32	20	Produzione di energia elettrica da impianti solari	226	130
3.930	3.409	Vendite totali di energia elettrica	15.121	13.627
31	26	Investimenti ⁽⁴⁾	432	510
754	737	Dipendenti a fine periodo	754	737
Ricavi netti unitari ⁽⁵⁾				
114,5	124,4	Eolico Italia	118,1	124,9
91,8	95,9	Eolico Germania	95,9	94,5
90,2	88,4	Eolico Francia	89,3	87,4
78,2	76,5	Eolico Polonia	73,3	63,5
90,4	83,5	Eolico Bulgaria	78,7	74,8
62,5	74,0	Eolico Romania	67,0	58,2
n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	100,4
301,5	283,9	Solare	313,9	293,5
94,5	114,1	Idroelettrico	102,1	106,6
40,5	37,4	Termoelettrico	39,9	41,6

Nella tabella sono indicati anche i risultati *adjusted*, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, con l'esclusione pertanto degli *special items*.

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

⁽²⁾ Si precisa che 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 2019 a circa 78 milioni sull'indebitamento finanziario netto e sul capitale investito netto (77 milioni).

⁽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 364 milioni effettuati nel 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni). Nei 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 449 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVeI (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania ed in Regno Unito.

⁽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.

Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2019	2018		2019	2018
		Ricavi adjusted		
115	109	Eolico	414	389
10	6	Solare	71	38
31	43	Idroelettrico	119	194
104	102	Termoelettrico ⁽¹⁾	418	405
10	11	Corporate	37	36
(10)	(11)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(37)	(36)
260	261	Totale ricavi adjusted	1.022	1.027
		Margine operativo lordo adjusted		
87	75	Eolico	301	274
7	4	Solare	63	32
23	28	Idroelettrico	87	146
11	5	Termoelettrico ⁽¹⁾	69	53
(4)	(3)	Corporate	(16)	(15)
124	109	Margine operativo lordo adjusted	504	491
		Ammortamenti e svalutazioni		
(42)	(39)	Eolico	(169)	(159)
(11)	(9)	Solare	(41)	(24)
(14)	(15)	Idroelettrico	(57)	(58)
(7)	(8)	Termoelettrico	(28)	(31)
(1)	(1)	Corporate	(3)	(3)
(76)	(71)	Ammortamenti adjusted	(299)	(275)
		Risultato operativo netto adjusted		
44	36	Eolico	132	115
(4)	(5)	Solare	22	8
9	14	Idroelettrico	30	88
3	(3)	Termoelettrico ⁽¹⁾	41	22
(5)	(4)	Corporate	(19)	(18)
48	38	Risultato operativo netto adjusted	205	216
		Investimenti ⁽²⁾		
16	17	Eolico	189	146
1	0	Solare	221	345
3	4	Idroelettrico	6	7
10	4	Termoelettrico	15	8
1	1	Corporate	2	3
31	26	Totale investimenti	432	510

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

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

Conto Economico adjusted

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

Si ricorda che nella presente sezione sono riflessi gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2019 delle società acquisite nel corso dell'esercizio.

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			Anno	
2019	2018		2019	2018
<i>(milioni di Euro)</i>				
259,7	260,6	Ricavi della gestione caratteristica	1.021,6	1.026,7
6,3	5,9	Altri ricavi e proventi	14,5	22,8
265,9	266,6	RICAVI TOTALI	1.036,1	1.049,5
(73,1)	(93,8)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(290,8)	(327,2)
(51,6)	(44,5)	Costi per servizi e altri costi operativi	(176,6)	(167,3)
(17,5)	(19,0)	Costi del lavoro	(65,0)	(64,3)
123,7	109,3	MARGINE OPERATIVO LORDO	503,7	490,6
(75,9)	(71,4)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(298,8)	(274,8)
47,8	37,8	Risultato operativo netto	204,9	215,8
(13,4)	(16,6)	Proventi (oneri) finanziari netti	(61,2)	(69,7)
0,0	(0,2)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	(0,1)
34,5	21,0	Risultato prima delle imposte	143,8	146,1
(5,7)	(6,2)	Imposte sul reddito	(38,9)	(39,0)
28,8	14,9	Risultato d'esercizio	104,9	107,1
0,3	0,0	Risultato di azionisti terzi	(1,2)	(0,1)
29,1	14,9	Risultato netto di Gruppo	103,6	107,0

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.

I valori adjusted al 31 dicembre 2019 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 78 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 77 milioni.

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2019	31/12/2018
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.422,2	3.273,6
Capitale circolante operativo netto	125,6	179,3
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	(5,8)
Altre attività	210,6	291,7
Altre passività	(489,5)	(567,0)
Capitale investito netto	3.263,5	3.171,8
Patrimonio netto di Gruppo	1.775,6	1.828,8
Patrimonio netto di terzi	11,5	0,0
Indebitamento finanziario netto	1.476,4	1.343,0
Mezzi propri e debiti finanziari	3.263,5	3.171,8

Flussi Finanziari Adjusted

4° trimestre			Anno	
2019	2018		(importi in milioni)	2019
123,7	109,3	Margine operativo lordo adjusted	503,7	490,6
9,8	(7,2)	Variazione capitale circolante	49,2	(114,0)
133,5	102,1	Cash Flow Operativo	552,9	376,6
(30,6)	(25,9)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(67,9)	(60,2)
-	-	Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(364,0)	(449,4)
-	-	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
-	-	Cessione partecipazione TotalErg	-	179,5
-	-	Cessione net assets Brockaghboy	-	105,7
1,2	(0,4)	Disinvestimenti e altre variazioni	2,1	(0,2)
(29,4)	(26,3)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(429,8)	(224,5)
(13,4)	(16,6)	Proventi (oneri) finanziari	(61,2)	(69,7)
-	-	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43,5)	-
0,0	(0,2)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	(0,1)
(13,4)	(16,8)	Cash Flow da gestione finanziaria	(104,6)	(69,8)
(15,5)	(12,4)	Cash Flow da gestione Fiscale	(41,0)	(20,5)
(0,0)	-	Distribuzione dividendi	(112,4)	(171,1)
17,4	0,1	Altri movimenti di patrimonio netto	1,2	1,4
17,4	0,1	Cash Flow da Patrimonio Netto	(111,1)	(169,7)
0,2	(0,3)	Variazione area di consolidamento	0,2	(2,4)
1.569,1	1.389,4	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.343,0	1.232,7
(92,8)	(46,4)	Variazione netta	133,4	110,3
1.476,4	1.343,0	Indebitamento finanziario netto finale	1.476,4	1.343,0

Il **Cash Flow operativo** del **2019** è positivo per 553 milioni, in aumento di 176 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico, che hanno portato all'incasso degli incentivi relativi ai primi dieci mesi del 2019. Si ricorda inoltre che il flusso di cassa del 2018 risentiva del pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi.

Il **Cash flow da investimenti** del **2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW da Soles Montalto GmbH (220 milioni), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni) e Germania (84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (68 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. La gestione finanziaria include anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.476 milioni**, in aumento (133 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (364 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), il pagamento delle imposte (41 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (492 milioni) anche a seguito della riduzione dei tempisti di incasso degli incentivi in Italia.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal Resoconto intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;

- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati. Fino al 31 dicembre 2018 l'indicatore comprendeva inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg;
- 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

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

4°trimestre			Anno	
2019	2018		2019	2018
		MARGINE OPERATIVO LORDO		
123,9	101,5	Margine operativo lordo Attività continue	495,9	479,6
-	-	<i>Contributo Discontinued operation (Brockaghboy) ⁽¹⁾</i>	-	3,3
123,9	101,5	Margine operativo lordo IAS Reported	495,9	482,9
		Esclusione Special Items:		
		Corporate		
0,9	2,7	- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽²⁾</i>	9,3	2,7
(0,3)	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	(0,9)	-
1,2	-	- <i>Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾</i>	7,2	-
(8,2)	-	- <i>Storno rilascio fondo Business dismessi ⁽⁵⁾</i>	(8,2)	-
-	5,1	- <i>Storno oneri ERG80</i>	-	5,1
		Termoelettrico		
-	-	- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)</i>	-	-
(0,3)	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	(1,0)	-
		Idroelettrico		
(0,0)	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	(0,2)	-
		Solare		
(0,1)	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	(0,4)	-
		Eolico		
(1,9)	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	(6,5)	-
8,5	-	- <i>Storno accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾</i>	8,5	-
123,7	109,3	Margine operativo lordo adjusted	503,7	490,6
		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(78,0)	(71,4)	Ammortamenti attività continue	(306,0)	(274,1)
-	-	<i>Contributo Discontinued operation (Brockaghboy) ⁽¹⁾</i>	-	(0,7)
(78,0)	(71,4)	Ammortamenti e svalutazioni	(306,0)	(274,8)
		Esclusione Special Items:		
1,7	-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	6,7	-
0,5	-	- <i>Storno ammortamenti su Business dismessi ⁽⁵⁾</i>	0,5	-
(75,9)	(71,4)	Ammortamenti adjusted	(298,8)	(274,8)
		RISULTATO NETTO DI GRUPPO		
25,1	8,3	Risultato netto di Gruppo	31,6	132,6
		Esclusione Special Items:		
0,3	-	<i>Esclusione impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	1,0	-
0,9	-	<i>Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾</i>	5,4	-
-	-	<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate / Germany ⁽⁶⁾</i>	2,0	-
-	-	<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind ⁽⁶⁾</i>	49,4	-
-	-	<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power ⁽⁶⁾</i>	1,5	-
0,9	2,2	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽²⁾</i>	8,7	2,2
-	4,4	<i>Esclusione Oneri ERG80</i>	-	4,4
-	-	<i>Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK</i>	-	(26,4)
-	-	<i>Esclusione differenze cambio su cessione UK</i>	-	0,2
(5,1)	-	<i>Esclusione oneri correlati a Business dismessi ⁽⁵⁾</i>	(5,1)	-
6,4	-	<i>Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾</i>	6,4	-
0,5	(0,0)	<i>Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9 ⁽⁷⁾</i>	2,7	(6,0)
29,1	14,9	Risultato netto di Gruppo adjusted	103,6	107,0

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati assoggettati a quanto richiesto dall'IFRS 5.
Nel presente documento, per agevolare la comprensione dei dati comparativi, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 07 marzo 2018 dagli *assets* ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione sulla gestione del Bilancio 2018.
2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente principalmente correlati alle acquisizioni avvenute nel corso del 2019 relative a due impianti fotovoltaici in Italia e a parchi eolici operativi in Francia e Germania.
3. Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
4. Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.
5. Accantonamenti avvenuti nel periodo correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e rilascio parziale sul Fondo Business dismessi dal Gruppo.
6. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond. Si evidenziano in particolare gli oneri rilevati in conseguenza della chiusura del project financing ERG Wind Investment e legati al reversal (43 milioni⁷) della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento IRS (23 milioni¹⁸, al netto del reversal della riserva di primo consolidamento)
7. 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 2019 di un onere finanziario netto per circa 4 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*:

Conto Economico ANNO 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.021,6	-	-	-	1.021,6
Altri proventi	22,8	-	-	(8,2)	14,5
Ricavi totali	1.044,4	-	-	(8,2)	1.036,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(290,8)	-	-	-	(290,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(190,5)	(9,0)	-	22,9	(176,6)
Costi del lavoro	(67,1)	-	-	2,1	(65,0)
Margine operativo lordo	495,9	(9,0)	-	16,8	503,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(306,0)	6,7	-	0,5	(298,8)
Risultato operativo	189,9	(2,3)	-	17,2	204,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(137,1)	3,7	3,5	68,7	(61,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,5)	-	-	0,7	0,1
Risultato prima delle imposte	52,3	1,4	3,5	86,6	143,8
Imposte sul reddito	(19,5)	(0,4)	(0,8)	(18,2)	(38,9)
Risultato netto attività continue	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato di azionisti terzi	(1,2)	-	-	-	(1,2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	31,6	1,0	2,7	68,4	103,6

⁷ Al lordo dell'effetto fiscale

Conto Economico ANNO 2018

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.023,7	2,9	-	1.026,7
Altri proventi	21,9	0,9	-	22,8
Ricavi totali	1.045,6	3,8	-	1.049,5
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(327,2)	(0,0)	-	(327,2)
Costi per servizi e altri costi operativi	(172,0)	(0,6)	5,3	(167,3)
Costi del lavoro	(66,8)	-	2,5	(64,3)
Margine operativo lordo	479,6	3,3	7,8	490,6
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(274,1)	(0,7)	-	(274,8)
Risultato operativo	205,5	2,6	7,8	215,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(61,4)	(0,6)	(7,7)	(69,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,1)	26,7	(26,7)	(0,1)
Risultato prima delle imposte	144,0	28,7	(26,6)	146,1
Imposte sul reddito	(39,7)	(0,2)	1,0	(39,0)
Risultato netto attività continue	104,3	28,4	(25,6)	107,1
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	-
Risultato netto di periodo	132,8	-	(25,6)	107,1
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	132,6	-	(25,6)	107,0

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2019

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



Andamento gestionale risultati anno 2019



Premesse

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa dell'11 marzo 2020 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2019 del gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla gestione che, unitamente alle Note al Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti dalla normativa vigente.

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

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

Settori operativi

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

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

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati corrispondenti ai valori indicati nelle Note al consolidato e 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 e quanto commentato nel successivo paragrafo IFRS 16.

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio IFRS 16.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo 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 quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 9 milioni nel 2019;
- l'incremento (circa 78 milioni al 31 dicembre 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 77 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi la rideterminazione dei saldi dell'esercizio comparativo.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel **Conto Economico adjusted**, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'**indebitamento finanziario netto adjusted** ed il **capitale investito netto adjusted** sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁸

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo⁹)

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Luca Bettonte

CONSIGLIERI

Massimo Belcredi (indipendente¹⁰)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente¹¹)

Barbara Cominelli (indipendente¹¹)

Marco Costaguta (non esecutivo)

Paolo Francesco Lanzoni (non esecutivo¹²)

Silvia Merlo (indipendente¹¹)

Elisabetta Oliveri (indipendente¹¹)

Mario Paterlini (indipendente¹¹)

COLLEGIO SINDACALE¹³

PRESIDENTE

Elena Spagnol

SINDACI EFFETTIVI

Lelio Fornabaio

Fabrizio Cavalli

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

Paolo Luigi Merli

SOCIETA' DI REVISIONE

KPMG S.p.A.¹⁴

⁸ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

⁹ Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

¹⁰ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

¹¹ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

¹² Ad esito della nomina a Consigliere di Amministrazione (non esecutivo) della controllante San Quirico S.p.A., il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., nell'adunanza del 16 luglio 2019, pur confermandone l'autonomia di giudizio, ha ritenuto preferibile qualificare lo stesso come amministratore non indipendente ai sensi di quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza

¹³ Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019

¹⁴ Nominata in data in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026

Profilo del Gruppo

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

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

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

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



Eolico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.929 MW di potenza installata al 31 dicembre 2019. 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 (836 MW operativi), in particolare in Francia (359 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



Solare

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



Idroelettrico

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



Termoelettrico

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

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2019

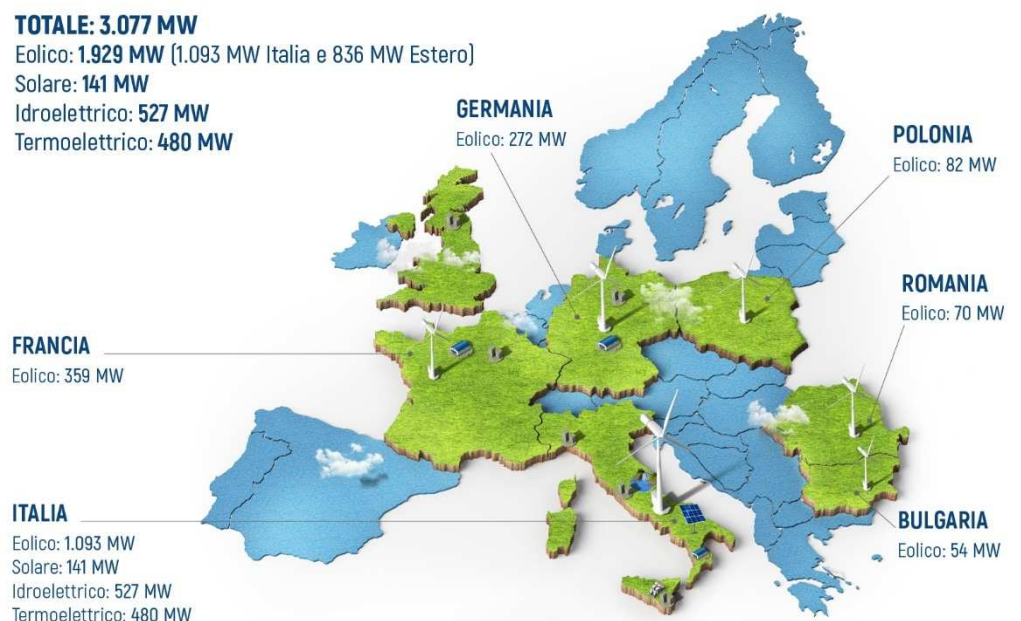
TOTALE: 3.077 MW

Eolico: 1.929 MW (1.093 MW Italia e 836 MW Estero)

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici

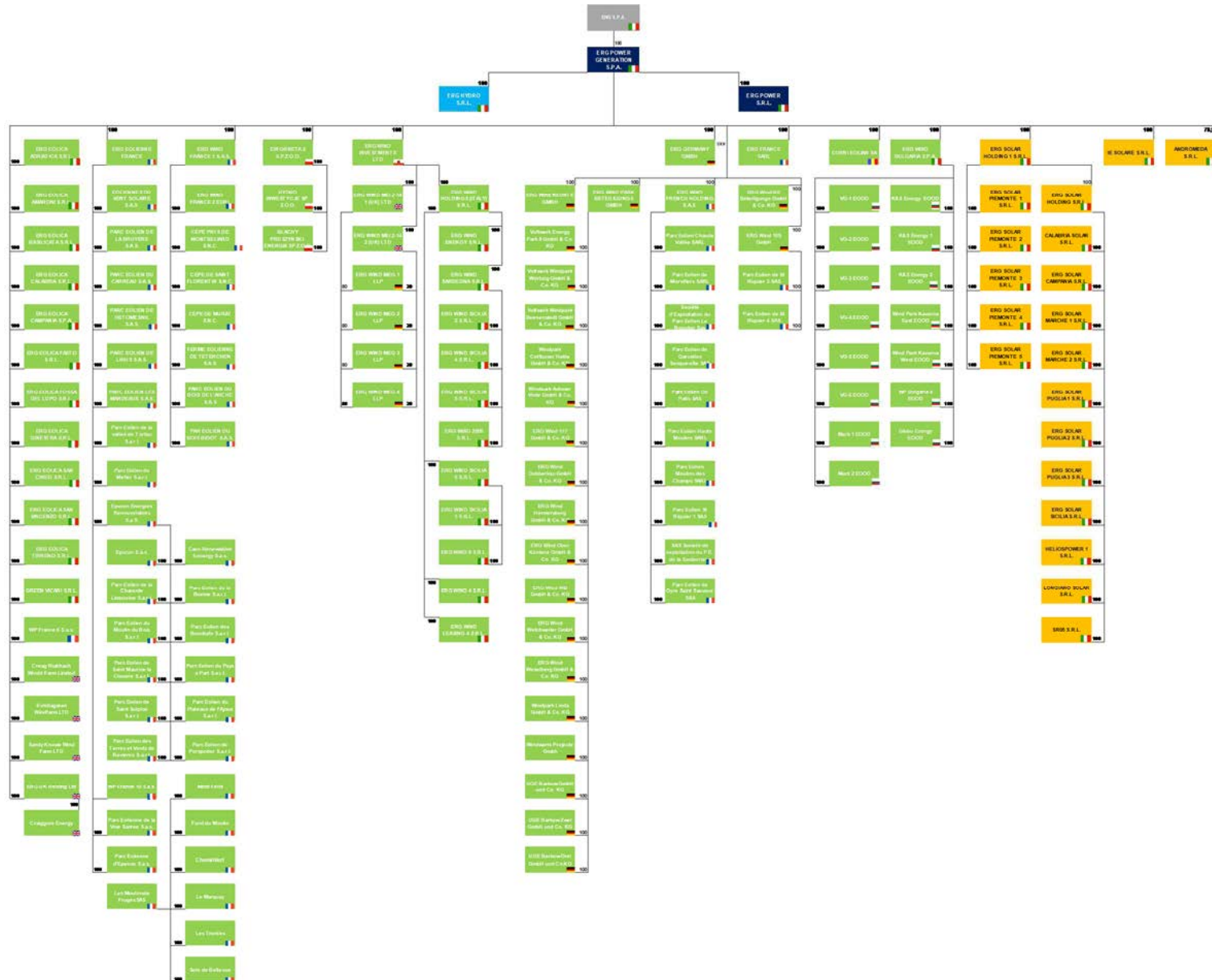


Uffici



Centri logistici O&M

Area di Consolidamento integrale al 31 dicembre 2019



Modello organizzativo

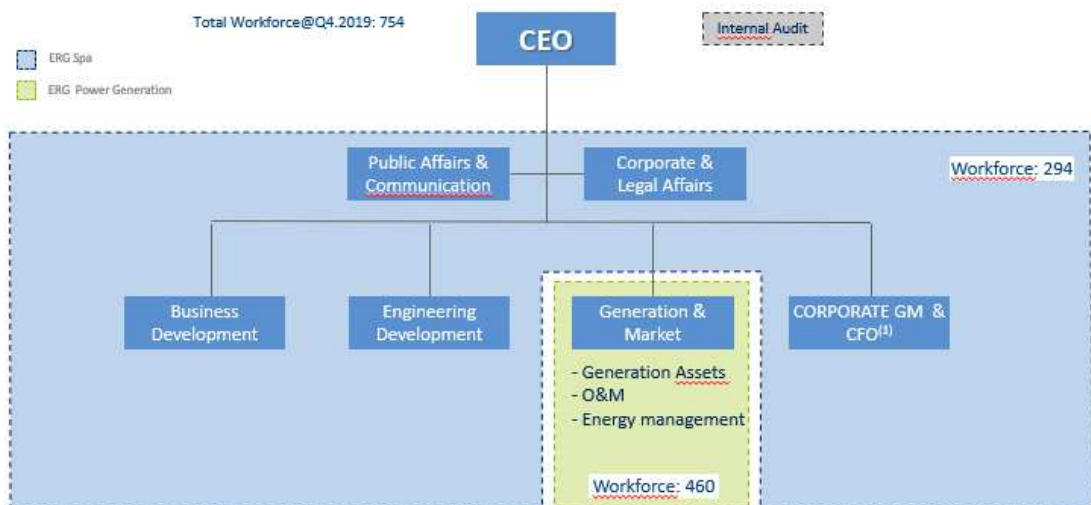
L'assetto organizzativo del gruppo si caratterizza nella definizione di due macro-ruoli:

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

Si evidenzia che Corporate General Manager & CFO, costituita in data 2 agosto 2019 include le aree di Group Administration, Planning, Control & Reporting, Finance, Risk Management & Corporate Finance, M&A, Investor Relations, Procurement e Human Capital & ICT con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione Generale le attività afferenti ai principali servizi di supporto al Business.

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

IONE COMPANY : A LEAN ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



^[1] It includes Group Administration, Finance, Planning Control & Reporting, Investor Relations, M&A, Group Risk Management & Corporate Finance, Procurement and Human Capital & ICT

Strategia

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

Dopo il completamento della trasformazione industriale di ERG iniziata 10 anni fa, la Società è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa. Il Gruppo ha raggiunto una capacità installata di oltre 3000MW con un portafoglio di assets diversificato sia tecnologicamente che geograficamente. ERG è il primo operatore eolico in Italia e tra i principali in Europa e ha scelto di adottare un modello di business orientato allo sviluppo sostenibile e agli obiettivi di decarbonizzazione, coerente con il processo di transizione del sistema energetico in atto a livello mondiale.

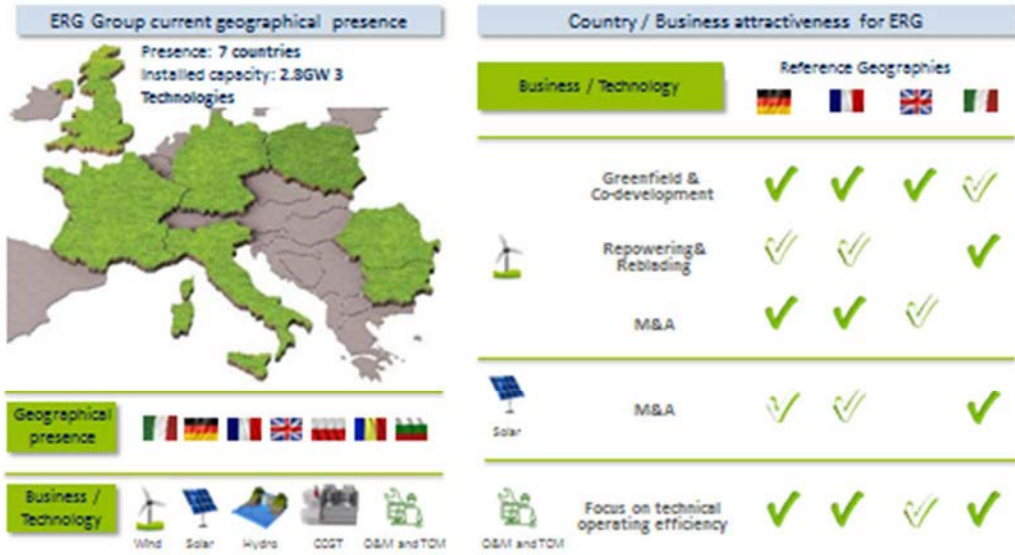
Negli ultimi anni vi è stato un mutamento radicale e profondo in Europa nell'industria della generazione elettrica da fonti rinnovabili: se da un lato è sempre più forte la spinta da parte dei Governi verso la decarbonizzazione a favore delle rinnovabili, dall'altro vi è stato un mutamento radicale nello scenario competitivo tramite la progressiva introduzione delle aste competitive per l'aggiudicazione di nuova capacità rinnovabile ed il conseguente abbandono dei sistemi incentivanti. Le rinnovabili sono passate quindi dall'essere un business con forti connotazioni infrastrutturali a business con caratteristiche prettamente industriali.

Nell'ambito di tale mutato contesto competitivo, la strategia di ERG è quella di continuare a crescere nelle rinnovabili facendo ora leva sul suo know-how industriale, sulla sua presenza territoriale, sulla qualità dei propri assets, sull'efficienza operativa e sulla flessibilità del portafoglio integrato di Energy Management.

L'obiettivo nel periodo 2018-2022 è di incrementare la capacità installata di 850MW attraverso tre canali:

1. **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico della propria pipeline di progetti o accordi di co-sviluppo in Francia, Germania e Regno Unito.
2. **Repowering e Reblading in Italia:** in considerazione dell'evoluzione tecnologica del settore eolico, ERG si pone l'obiettivo di effettuare il repowering ed il reblading su parchi dotati di tecnologia obsoleta, con turbine inferiori al MW, con incentivi già scaduti o in scadenza, ma al contempo ubicati nei siti più ventosi, pertanto con una redditività attesa molto alta anche in assenza di incentivi.
3. **M&A:** ERG intende continuare ad avere un approccio opportunistico in modo da cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di proprio interesse, facendo leva sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

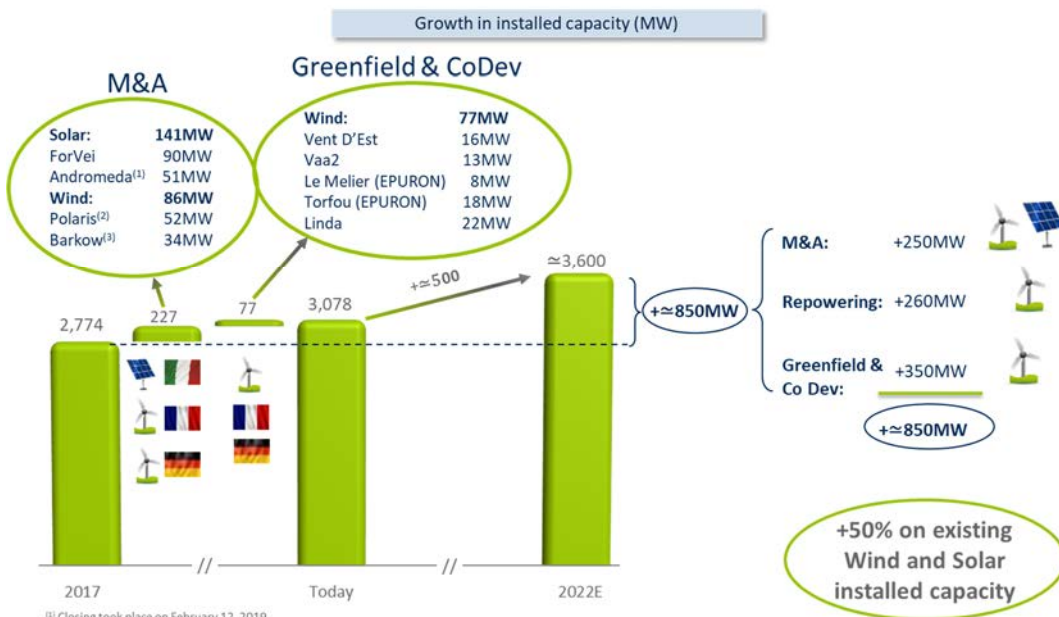
ERG 2018-2022 STRATEGIC OPTIONS



CONFIDENTIALE 3

Nel corso del 2019 ERG ha compiuto diversi passi avanti nella crescita delineata dal Piano industriale, avendo aggiunto 137MW sia provenienti da M&A nel solare (con particolare riferimento all'acquisizione di Andromeda per 51 MW) sia nell'eolico (acquisizione di Polaris 52MW in Francia ed a quella più recente di Barkow 34MW in Germania), e avendo portato avanti lo sviluppo greenfield (con l'apertura dei cantieri in UK e l'ottenimento di autorizzazioni in Francia per 37MW) ed il progetto di repowering con la presentazione delle istanze di autorizzazione per un numero di MW anche superiore rispetto a quelli inseriti a Piano.

ERG 2018-2022 CAPACITY EVOLUTION STRONG EXECUTION FROM 2018 TO DATE



⁽¹⁾ Closing took place on February 12, 2019
⁽²⁾ Closing took place on May 6, 2019
⁽³⁾ Closing took place on September 13, 2019

La Strategia di ERG e gli impegni di Sostenibilità

ERG, in coerenza con il Piano Industriale 2018-2022 ha approvato per lo stesso periodo gli obiettivi di Sostenibilità in linea con gli UN SDGs e coerenti con la strategia di ERG di sviluppo delle rinnovabili e lotta ai cambiamenti climatici.

Gli impegni di ERG sono focalizzati su 3 filoni principali:

1. **lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili**, che ben rappresenta il nostro impegno alla lotta al climate change.
2. **attenzione all'ambiente, alle condizioni di lavoro ed al welfare;**
3. **implementazione, a livello di Gruppo, della nuova Policy Anticorruzione e delle nuove procedure di selezione dei fornitori.**

2018-2022 CSR DRIVERS



Il Piano industriale 2018–2022 si basa sul continuo sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, e definisce gli obiettivi in tre principali aree :



⁽¹⁾ Il Carbon index (gCO₂/kWh) indica la quantità di CO₂ contenuta in ogni kWh prodotto

Per un maggiore dettaglio sugli obiettivi e risultati conseguiti nel 2019 si rimanda a quanto esposto nella Dichiarazione Non Finanziaria 2019 .

Variatione perimetro di business nel 2019

- **Eolico - UK**

In data **2 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società **Craigmore Energy Ltd**, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry.

Il parco sarà costituito da 10 turbine per una capacità autorizzata di 25 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 87 GWh all'anno pari a circa 3.500 ore equivalenti ed a circa 43 kt di emissioni di CO2 evitata, nonché al fabbisogno stimato di energia di circa 21.500 famiglie. Nel corso del quarto trimestre 2019 sono stati svolte le attività preliminari alla costruzione, il cui avvio è previsto nel corso del primo trimestre 2020 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, entro Giugno 2021. Il progetto parteciperà al mercato integrato unico dell'energia (I-SEM - Integrated Single Electricity Market).

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.

- **Eolico - Francia**

In data **6 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l'acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS", società di diritto francese titolare di **sei parchi eolici** con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia.

I parchi, entrati in esercizio tra il 2007 e il 2009, con un Ebitda 2018 di 6,2 milioni di euro ed una produzione totale attesa di 99 GWh, pari a oltre 1.800 ore equivalenti ed a circa 50 kt di emissione di CO2 evitata, beneficiano di una tariffa incentivata (FiT), pari in media a 93 euro al MWh nel 2018 e con una durata di 15 anni.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a 52 milioni di Euro. La società ha una posizione finanziaria netta nulla. Il closing dell'operazione è avvenuto a seguito del consenso ottenuto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze francese. Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

- **Eolico - Germania**

In data **27 giugno 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation, ha perfezionato con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW. **Windwärts**, che vanta una lunga esperienza come sviluppatore, è pioniere nel settore delle rinnovabili in Germania e controllata al 100% dalla utility MVV Energie AG. La pipeline *early-medium stage*, complessivamente di circa 224 MW, è composta da 13 progetti in diverse fasi di sviluppo, 4 dei quali, in fase più avanzata, sono considerati dai Regional Plan. I progetti sono situati nella Germania del nord, precisamente in Lower Saxony e Schleswig-Holstein, in aree particolarmente ventose e presentano una producibilità stimata media superiore alle 3.000 ore equivalenti.

Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti.

- **Eolico - Germania**

In data **19 agosto 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha perfezionato un accordo con una società controllata da Aquila Capital, società di investimenti tedesca, per l'acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici situati nella regione di Mecklenburg-Western Pomerania nel nord-est del paese.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 34 MW ed equipaggiati con 11 turbine Vestas V112, sono entrati in esercizio nel 2014 ed hanno avuto negli ultimi quattro anni una produzione annua media di circa 89 GWh corrispondente ad oltre 2.600 ore equivalenti e pari a circa 67.000 t di emissioni di CO2 evitate all'anno. I parchi beneficiano per 20 anni dalla data di entrata in esercizio di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2018, è stata pari in media a 97 Euro/MWh.

L'operazione, il cui closing è avvenuto in data **13 settembre 2019**, a seguito dell'autorizzazione dell'Antitrust in Germania, ha previsto un prezzo in termini di *equity value* pari a 37 milioni di Euro a cui è corrisposto un *enterprise value* di 84 milioni di Euro. Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

- **Solare**

In data **12 febbraio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Solar Montalto S.r.l., ha perfezionato l'**acquisizione** da Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM – *asset manager* europeo nel settore rinnovabile, del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW.

E' stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale.

Gli impianti sono ubicati a Montalto di Castro (Lazio), hanno registrato nel 2018 una produzione totale di 85,6 GWh ed un EBITDA di 30 milioni di euro. Equipaggiati con tecnologia Sun Power e con tracker monoassiale, gli impianti sono entrati in esercizio mediamente nel quarto trimestre del 2010 e beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 220 milioni di euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 97 milioni di euro ed alla posizione finanziaria netta della Società acquisita al 31 dicembre 2018 pari a 124 milioni di euro.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella sezione "Prospetti contabili e indicatori Alternativi di Performance".

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2019 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 19,22 Euro, in crescita (+16,5%) rispetto a quella della fine dell'anno 2018, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+27,2%), del FTSE Mid Cap (+18,3%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+24,0%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,69 Euro (25 marzo 2019) ed un massimo di 20,18 Euro (29 novembre 2019).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 dicembre 2019.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.12.19	19,22
Prezzo massimo (29.11.19) ⁽¹⁾	20,18
Prezzo minimo (25.03.19) ⁽¹⁾	15,69
Prezzo medio	17,73

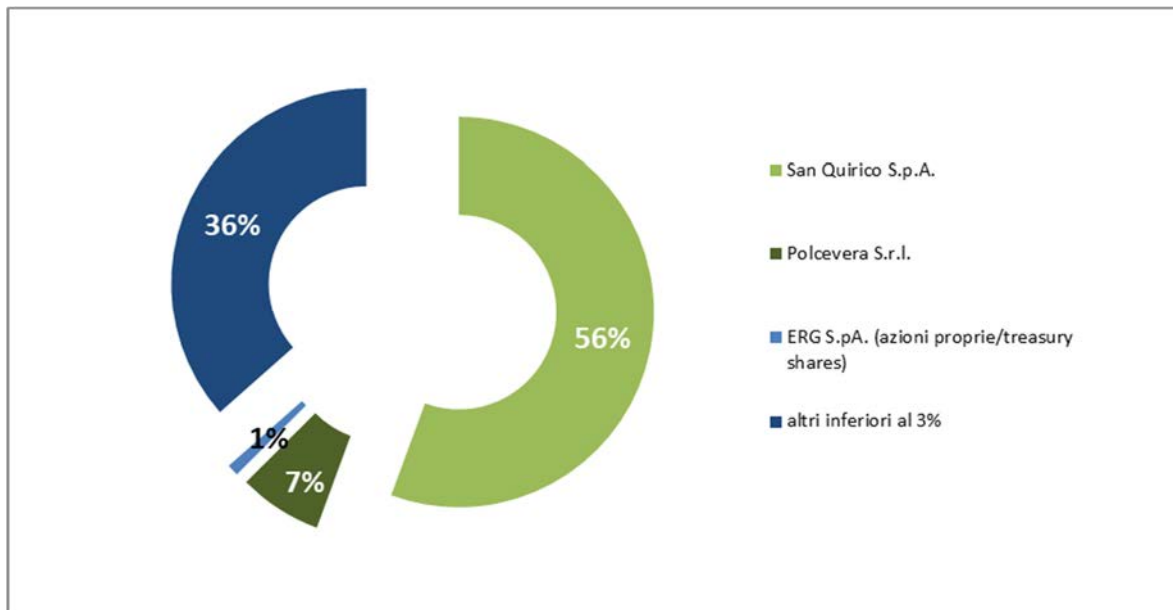
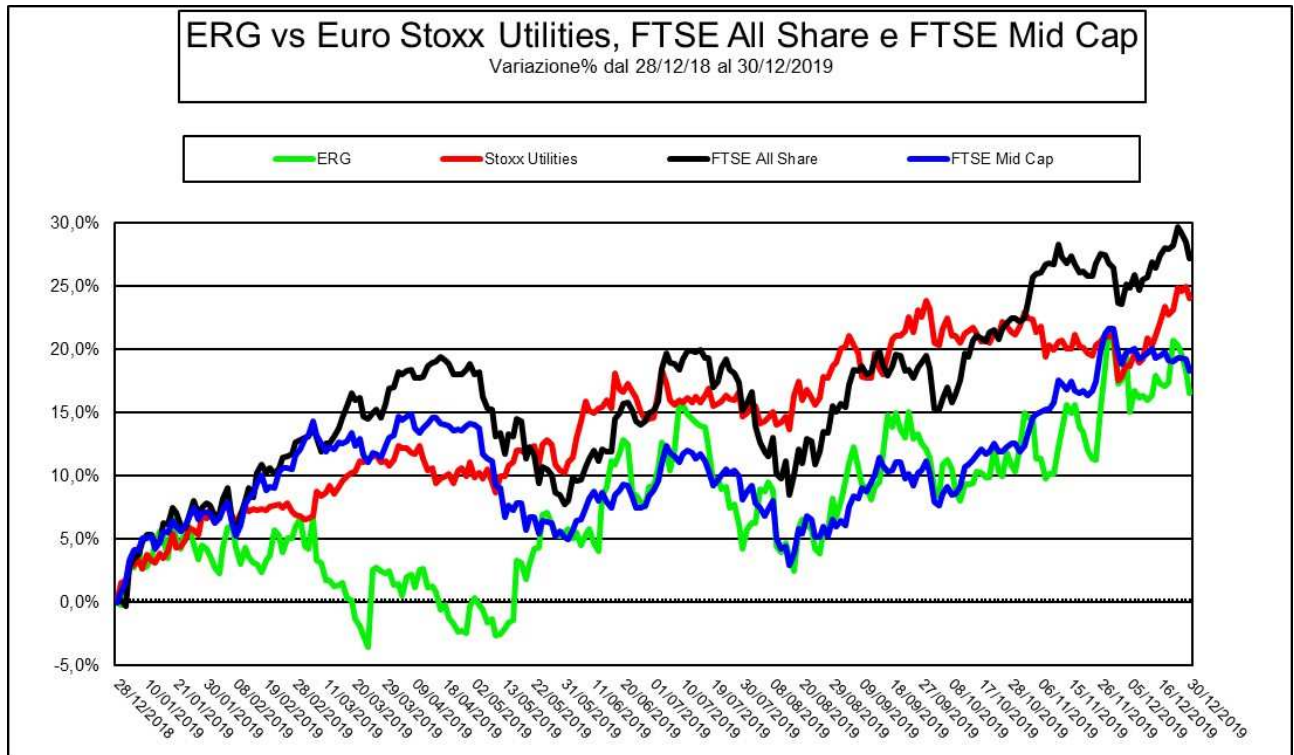
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (26.03.19)	1.113.089
Volume minimo (26.08.19)	71.571
Volume medio	256.639

La capitalizzazione di borsa al 30 dicembre 2019 ammonta a circa 2.889 milioni di Euro (2.480 milioni alla fine del 2018).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.868.444.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria



Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Settore Eolico

Data	Paese	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
15 gennaio 2019	Francia	Ultimata la fase di commissioning di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di asset in costruzione ed in sviluppo di Epuron acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO2 evitata all'anno.	Comunicato Stampa del 15.01.2019
25 marzo 2019	Francia	Sottoscrizione di un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l' acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS" , società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 6 maggio 2019.	Comunicato Stampa del 25.03.2019
2 maggio 2019	UK	Acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craiggore Energy Ltd, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry per una capacità autorizzata di 25 MW. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.	Comunicato Stampa del 02.05.2019
14 giugno 2019	Francia	Parc Eolien du Pays a Part , società francese del Gruppo ERG, titolare di un progetto situato nel nord della Francia per una potenza di 18 MW, è risultata aggiudicataria della terza asta dedicata all'eolico <i>onshore</i> .	Comunicato Stampa del 14.06.2019
21 giugno 2019	Germania	Ultimata la fase di costruzione e commissioning dell'impianto Wind Park Linda , parco situato in Germania, con una potenza pari a 21,6 MW.	Comunicato Stampa del 21.06.2019
27 giugno 2019	Germania	Sottoscrizione di un accordo con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW. Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti.	Comunicato Stampa del 27.06.2019
19 agosto 2019	Germania	Sottoscrizione di un accordo con Aquila Capital per l' acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 34 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 13 settembre .	Comunicato Stampa del 19.08.2019 Comunicato Stampa del 13.09.2019

Settore Solare

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
11 gennaio 2019	Acquisizione da Soles Montalto GmbH del 78,5% di Perseo S.r.l. , titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51.4 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019.	Comunicato Stampa del 11.01.2019
6 marzo 2019	Sospensione della costituzione della joint venture ERG Q Solar 1 .	Comunicato Stampa del 06.03.2019

Settore Termoelettrico

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
18 ottobre 2019	Sottoscrizione di due Power Purchase Agreement (PPA) tra ERG Power Generation e ACEA per la fornitura di complessivi 1,5 TWh di energia nel periodo 2020-2022.	Comunicato Stampa del 18.10.2019

Corporate

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
14 gennaio 2019	Finalizzazione dell'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo ERG. L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. (<i>vedasi CS in pari data</i>), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori, di 1,1 milioni di euro.	Comunicato Stampa del 14.01.2019
4 febbraio 2019	ERG si è classificata al 16° posto nel " Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index " pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l'unica tra le Top 50.	Comunicato Stampa del 04.02.2019
13 marzo 2019	Perfezionato l'incasso anticipato di 36,6 milioni di Euro oggetto del Vendor Loan concesso ad a.p.i. S.p.A al momento della sottoscrizione dell'accordo per la cessione di TotalErg S.p.A.	Comunicato Stampa del 13.03.2019
4 aprile 2019	Collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 1 miliardo.	Comunicato Stampa del 04.04.2019
20 giugno 2019	L'agenzia di rating Fitch ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-.	Comunicato Stampa del 20.06.2019
2 agosto 2019	Nomina da parte del Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. di Paolo Luigi Merli Direttore Generale con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO".	Comunicato Stampa del 02.08.2019

Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾		Adjusted ⁽¹⁾	
	Anno 2019	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2018
Principali dati economici				
Ricavi	1.022	1.024	1.022	1.027
Margine operativo lordo	496	480	504	491
Risultato operativo netto	190	206	205	216
Risultato netto	33	133	105	107
di cui Risultato netto di Gruppo	32	133	104	107
Principali dati finanziari				
Capitale investito netto ⁽³⁾	3.340	3.172	3.264	3.172
Patrimonio netto	1.786	1.829	1.787	1.829
Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.554	1.343	1.476	1.343
di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	812	1.178	812	1.178
Leva finanziaria	47%	42%	45%	42%
Ebitda Margin %	49%	47%	49%	48%
Dati operativi				
Capacità installata impianti eolici a fine periodo	<i>MW</i>		1.929	1.822
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>		4.000	3.464
Capacità installata impianti termoelettrici	<i>MW</i>		480	480
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>		2.504	2.151
Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	<i>MW</i>		527	527
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>		1.229	1.740
Capacità installata impianti solari a fine periodo	<i>MW</i>		141	90
Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>		226	130
Vendite totali di energia elettrica	<i>milioni di KWh</i>		15.121	13.627
Investimenti ⁽⁵⁾	<i>milioni di Euro</i>		432	510
Dipendenti a fine periodo	<i>Unità</i>		754	737
Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾				
Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>		118,1	124,9
Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>		95,9	94,5
Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>		89,3	87,4
Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>		73,3	63,5
Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>		78,7	74,8
Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>		67,0	58,2
Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>		n.a.	100,4
Solare	<i>Euro/MWh</i>		313,9	293,5
Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>		102,1	106,6
Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>		39,9	41,6

Nella tabella sono indicati anche i risultati adjusted, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, con l'esclusione pertanto degli *special items*.

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

⁽²⁾ Gli indicatori economici Reported sono calcolati sulla base dei valori indicati nelle Note al Bilancio Consolidato ed includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate. Si precisa che nel 2018, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, i risultati della società Brockaghboy Windfarm Ltd erano stati esposti nel risultato netto delle attività operative cessate.

⁽³⁾ Come già indicato nelle Premesse, 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 2019 a circa 78 milioni sull'indebitamento finanziario netto e sul capitale investito netto (77 milioni).

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

⁽⁵⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 364 milioni effettuati nel 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni). Nei 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 449 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania ed in Regno Unito.

⁽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, inclusivi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

Risultati per settore

(milioni di Euro)

	Anno	
	2019	2018
Ricavi adjusted		
Eolico	414	389
Solare	71	38
Idroelettrico	119	194
Termoelettrico ⁽¹⁾	418	405
Corporate	37	36
Ricavi infrasettori	(37)	(36)
Totale ricavi adjusted	1.022	1.027
Margine operativo lordo adjusted		
Eolico	301	274
Solare	63	32
Idroelettrico	87	146
Termoelettrico ⁽¹⁾	69	53
Corporate	(16)	(15)
Margine operativo lordo adjusted	504	491
Ammortamenti e svalutazioni		
Eolico	(169)	(159)
Solare	(41)	(24)
Idroelettrico	(57)	(58)
Termoelettrico	(28)	(31)
Corporate	(3)	(3)
Ammortamenti adjusted	(299)	(275)
Risultato operativo netto adjusted		
Eolico	132	115
Solare	22	8
Idroelettrico	30	88
Termoelettrico ⁽¹⁾	41	22
Corporate	(19)	(18)
Risultato operativo netto adjusted	205	216
Investimenti ⁽²⁾		
Eolico	189	146
Solare	221	345
Idroelettrico	6	7
Termoelettrico	15	8
Corporate	2	3
Totale investimenti	432	510

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

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

Commento ai risultati del periodo

Nel 2019 i **ricavi adjusted** sono pari a 1.022 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2018 (1.027 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati dello scorso anno, in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico e del solare, sia in Italia che all'estero anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 504 milioni, in aumento di 13 milioni rispetto ai 491 milioni registrati nel 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+27 milioni):** margine operativo lordo pari a 301 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (274 milioni) in un ambito anemologico più favorevole sia in Italia (+149 GWh) che all'estero (+387 GWh). In particolare, il risultato dei parchi eolici in Italia (191 milioni, in diminuzione rispetto ai 195 milioni dell'esercizio precedente) risente principalmente del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), mentre l'andamento sfavorevole dei prezzi dell'energia è stato quasi totalmente compensato dalle operazioni di copertura. I risultati all'estero sono in crescita (+31 milioni) grazie principalmente al contributo dei 138 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, alle maggiori produzioni in particolare in Francia, Germania e Polonia, nonché a seguito del miglior scenario prezzi nei paesi dell'Est Europa. Si ricorda che il 2018 aveva beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy di 48 MW (+3 milioni) in UK, ceduto in data 7 marzo 2018.
- **Solare (+30 milioni):** il margine operativo lordo, pari a 63 milioni, è raddoppiato rispetto al 2018 (32 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento.
- **Idroelettrico (-59 milioni):** margine operativo lordo di 87 milioni (146 milioni nel 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità (-511 GWh) registrata nell'anno rispetto a quella storica, ed in particolare a quella significativamente elevata dello scorso anno, con effetto sui ricavi di vendita di energia elettrica, sull'incentivo ed infine, in minor misura, del prezzo dell'incentivo, più basso rispetto allo scorso anno.
- **Termoelettrico (+17 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 69 milioni, è superiore rispetto ai 53 milioni del 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, la riduzione del prezzo in Sicilia, e alle maggiori quantità vendute ai clienti finali nonché della performance degli impianti.

Il **marginale operativo lordo reported** si attesta a 496 milioni, in aumento rispetto ai 480 milioni registrati nel 2018, sostanzialmente per le medesime ragioni indicate a commento del margine operativo lordo *adjusted*. Si precisa che il margine operativo lordo reported del 2019 non include i canoni di locazione in applicazione dell'IFRS 16 ed include gli oneri accessori relativi ad operazioni straordinarie oltre oneri per razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 205 milioni (216 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 299 milioni in aumento di 24 milioni rispetto al 2018 (275 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti effettuati nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato operativo netto reported** è stato pari a 190 milioni (206 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 306 milioni in aumento di 31 milioni rispetto al 2018 (275 milioni) riconducibili alle medesime ragioni indicate a commento del risultato operativo netto *adjusted* e all'applicazione del principio IFRS 16 (7 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 104 milioni, inclusivo di circa 1 milione spettante alle minorities, in diminuzione rispetto al risultato di 107 milioni del 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi. Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al 2018 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative. Inoltre il tax rate effettivo si è attestato in linea con il 2018 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo reported** è stato pari a 32 milioni, inclusivo di circa 1 milione spettante alle minorities, rispetto a 133 milioni del 2018 e risente principalmente, rispetto al già commentato risultato netto di Gruppo *adjusted*, degli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del

primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti linee di Project Financing. Si ricorda inoltre che il 2018 beneficiava della plusvalenza relativa alla cessione del parco eolico di Brockaghboy nel Regno Unito (27 milioni).

Nel 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **432 milioni** (510 milioni nel 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro), di parchi eolici operativi in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni), e di una pipeline di 224 MW in Germania (2 milioni). Inoltre, nel corso del periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 68 milioni** di cui il 66% nel settore Eolico (70% nel 2018), principalmente correlati al completamento del parco eolico in Germania (Windpark Linda) e all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in UK, il 22% nel settore Termoelettrico (14% nel 2018) a seguito delle manutenzioni straordinarie su alcune componenti dell'impianto CCGT, l'8% nel settore Idroelettrico (11% nel 2018) e il 3% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.476 milioni**, in aumento (133 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (432 milioni), la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni¹⁵), ed il pagamento delle imposte (41 milioni). Il tutto, in parte compensato dal positivo flusso di cassa del periodo (492 milioni¹⁶) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

Come già indicato nelle Premesse, 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 2019 a circa 78 milioni.

¹⁵ Valore principalmente legato al reversal della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito. Trattasi di rettifica di natura contabile senza impatti sul flusso di cassa

¹⁶ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

Risultati del periodo – Business

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Scenario prezzi (Euro/MWh)	Anno	
	2019	2018
Italia		
PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	52,3	61,3
Prezzo energia elettrica zona Nord	51,2	60,7
Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	52,2	61,1
Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	52,3	60,9
Prezzo energia elettrica zona Sud	50,9	59,4
Prezzo energia elettrica Sardegna	51,8	60,7
Prezzo energia elettrica Sicilia	62,8	69,5
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	59,4	68,8
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	92,1	99,0
Eestero		
Francia (Energia Elettrica base load)	39,5	50,0
Germania (Energia Elettrica base load)	37,9	44,5
Polonia	84,2	76,2
<i>di cui (Energia Elettrica base load)</i>	53,5	52,8
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	30,7	23,4
Bulgaria (Energia Elettrica base load)	47,5	39,9
Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	79,7	75,8
<i>di cui Energia Elettrica base load</i>	50,3	46,4
<i>di cui Certificato Verde</i>	29,4	29,4
Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	50,3	61,0
Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	49,2	64,9

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia – Domanda e produzioni

Mercato Italia (GWh) ⁽¹⁾	Anno	
	2019	2018
Domanda	319.597	321.431
Consumo pompaggi	2.412	2.313
Import/Export	38.163	43.899
Produzione interna ⁽²⁾	283.846	279.845
di cui		
<i>Termoelettrica</i>	186.811	184.338
<i>Idroelettrica</i>	46.959	49.928
<i>Geotermica</i>	5.687	5.756
<i>Eolica</i>	20.063	17.557
<i>Fotovoltaico</i>	24.326	22.266

⁽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 2019 la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 319,6 TWh, in lieve diminuzione rispetto ai valori registrati nel 2018. 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 18,9 TWh, in diminuzione (-0,7%) rispetto al 2018, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 44,7 TWh (+1,5%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 283,8 TWh, in aumento dell'1% rispetto al 2018, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 38,2 TWh (-13% rispetto al 2018).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 67% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 5% dal fotovoltaico, per l'8% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al 2018 risulta in crescita la produzione eolica (+14%), fotovoltaica (+9%) e termoelettrica (+1%), mentre ha registrato un decremento la produzione idroelettrica (-6%) e quella geotermica (-1%).

VENDITE DEL GRUPPO

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

Nel corso **del 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 15,1 TWh (13,6 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 8,0 TWh (7,5 TWh nel 2018), di cui circa 1,8 TWh all'estero e 6,1 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2018).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella¹⁷ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)	Anno		Vendite di energia elettrica (GWh)	Anno	
	2019	2018		2019	2018
Wind - produzione eolica Italia	2.161	2.012	Energia elettrica venduta a clienti captive	527	550
Wind - produzione eolica Estero	1.839	1.452			
Solare - produzione fotovoltaica	226	130			
CCGT - produzione termoelettrica	2.504	2.151	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	12.754	11.625
Hydro - produzione idroelettrica	1.229	1.740	Energia elettrica venduta all'estero	1.839	1.452
ERG Power Generation - acquisti	7.161	6.143			
Totale	15.121	13.627	Totale	15.121	13.627

L'energia venduta *wholesale* include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di *hedging* della generazione, in linea con le *risk policy* di Gruppo.

Nel 2019 sono state effettuate vendite di vapore¹⁸ per 875 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 737 migliaia di tonnellate del 2018.

¹⁷ 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.

¹⁸ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

EOLICO

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

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

Potenza installata (MW)	Anno		Δ	Δ%
	2019	2018		
- 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	836	729	107	15%
di cui				
<i>Germania</i>	272	216	55	26%
<i>Francia</i>	359	307	52	17%
<i>Polonia</i>	82	82	0	0%
<i>Bulgaria</i>	54	54	0	0%
<i>Romania</i>	70	70	0	0%
Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.929	1.822	107	6%

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo. Si ricorda che in data 7 marzo 2018 è stato ceduto il parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW).

La potenza installata al 31 dicembre 2019, pari a 1.929 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 775 MW incentivati) e per 836 MW a parchi all'estero. L'incremento di 107 MW rispetto al dato al 31 dicembre 2018 è dovuto all'acquisizione in Francia di 52,0 MW già in esercizio, a cui si somma un ulteriore incremento di 55,4 MW in Germania a seguito dell'avvio commerciale di un parco eolico da 21,6 MW avvenuto alla fine del mese di giugno 2019 oltre che dell'acquisizione di tre parchi eolici per ulteriori 33,8 avvenuta nel mese di settembre 2019.

Si ricorda inoltre l'ulteriore incremento di 31 MW avvenuto in Francia nel mese di dicembre 2018, a seguito dell'avvio commerciale di 2 parchi eolici.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici	Anno	
	2019	2018
<i>(milioni di euro)</i>		
Ricavi della gestione caratteristica adjusted	414	389
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	301	274
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(169)	(159)
Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	132	115
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	189	146
Ebitda Margin % ⁽²⁾	73%	70%
Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	4.000	3.464

(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 2019** risultano in aumento principalmente a seguito delle maggiori produzioni, sia per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero. Tali incrementi hanno più che compensato la riduzione derivante dal minore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 92,1 €/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al 2018, le produzioni non più incentivate ammontano a 26 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 2 milioni.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nel 2019, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex certificati verdi) al netto delle coperture e altre componenti minori, per ERG è stato pari a 118 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 125 Euro/MWh nel 2018 a seguito del già commentato minor valore unitario dell'incentivo.

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

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

Ricavi adjusted	2019	2018	Δ	Δ%
<i>(milioni di euro)</i>				
Italia	249	266	(17)	-6%
Estero	165	124	41	33%
di cui				
<i>Germania</i>	<i>46</i>	<i>33</i>	<i>13</i>	<i>41%</i>
<i>Francia</i>	<i>71</i>	<i>49</i>	<i>22</i>	<i>46%</i>
<i>Polonia</i>	<i>19</i>	<i>14</i>	<i>5</i>	<i>34%</i>
<i>Bulgaria</i>	<i>13</i>	<i>13</i>	<i>1</i>	<i>6%</i>
<i>Romania</i>	<i>15</i>	<i>12</i>	<i>3</i>	<i>21%</i>
<i>UK</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-100%</i>
Totale	414	389	24	6%

Ricavi netti unitari	Anno			
	2019	2018	Δ	Δ%
<i>Euro/MWh</i>				
Eolico Italia	118,1	124,9	(7)	-5%
Eolico Germania	95,9	94,5	1	2%
Eolico Francia	89,3	87,4	2	2%
Eolico Polonia	73,3	63,5	10	15%
Eolico Bulgaria	78,7	74,8	4	5%
Eolico Romaniaa	67,0	58,2	9	15%
Eolico UK	n.a.	100,4	n.a.	n.a.

Nel 2019 i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89,3 Euro/MWh e 95,9 €/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romaniaa (+15% a seguito dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Polonia (+15% grazie al significativo incremento del prezzo dei certificati di origine oltre che del prezzo di cessione dell'energia). Si riportano inoltre per completezza anche i ricavi unitari relativi ai parchi eolici in Irlanda del Nord appartenenti al Gruppo fino a inizio marzo 2018.

Produzioni (GWh)	Anno			
	2019	2018	Δ	Δ%
- Italia	2.161	2.012	149	7%
di cui				
<i>Campania</i>	480	439	41	9%
<i>Calabria</i>	221	219	2	1%
<i>Puglia</i>	525	471	53	11%
<i>Molise</i>	174	156	18	11%
<i>Basilicata</i>	185	178	7	4%
<i>Sicilia</i>	343	341	1	0%
<i>Sardegna</i>	235	207	27	13%
- Estero	1.839	1.452	387	27%
di cui				
<i>Germania</i>	465	337	128	38%
<i>Francia</i>	794	552	242	44%
<i>Polonia</i>	255	219	36	16%
<i>Bulgaria</i>	135	138	(3)	-2%
<i>Romania</i>	190	176	14	8%
<i>UK</i>	0	29	(29)	-100%
Produzioni complessive parchi	4.000	3.464	537	15%

Nel 2019 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 4.000 GWh, in incremento del 15% rispetto al corrispondente periodo del 2018 (3.464 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 7% in Italia (da 2.012 GWh a 2.161 GWh) e del 27% all'estero (da 1.452 GWh a 1.839 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+149 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2018 sostanzialmente in tutte le regioni ed in particolare in Sardegna, Puglia e Molise.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 387 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+242 GWh, sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo semestre dell'anno 2018), in Germania (+128 GWh principalmente a seguito delle recenti acquisizioni), nonché nell'Europa dell'Est (+47 GWh), al netto del venire meno delle produzioni in UK (-29 GWh) a seguito della cessione del parco di Brockaghboy.

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

di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

Load Factor %	Anno		Δ
	2019	2018	
- Italia	23%	21%	2%
di cui			
<i>Campania</i>	22%	20%	2%
<i>Calabria</i>	21%	21%	0%
<i>Puglia</i>	24%	22%	2%
<i>Molise</i>	25%	22%	3%
<i>Basilicata</i>	24%	23%	1%
<i>Sicilia</i>	20%	20%	0%
<i>Sardegna</i>	24%	21%	3%
- Estero	25%	23%	2%
di cui			
<i>Germania</i>	20%	18%	3%
<i>Francia</i>	25%	23%	2%
<i>Polonia</i>	36%	31%	5%
<i>Bulgaria</i>	29%	29%	-1%
<i>Romania</i>	31%	29%	2%
Load factor ⁽¹⁾	24%	22%	2%

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

Nel 2019 il *load factor* complessivo, pari al 24%, è risultato in incremento rispetto a quanto registrato nel 2018 (22%), con un incremento dal 23% al 25% all'estero e dal 21% al 23% in Italia.

Il lieve incremento del *load factor* nel 2019 è imputabile alla maggiore ventosità registrata nell'anno, oltre che al mantenimento di alti livelli di disponibilità degli impianti.

Nei dati sopra citati non si include il dato relativo agli impianti in Irlanda del Nord a seguito della già commentata cessione in data 7 marzo 2018 dell'impianto da 47,5MW e del nuovo impianto da 21,6 MW entrato in esercizio in Germania alla fine del primo semestre 2019.

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

Margine operativo lordo <i>adjusted</i> (milioni di euro)	Anno		Δ	Δ%
	2019	2018		
Italia	191	195	(4)	-2%
Estero	110	79	31	40%
di cui				
<i>Germania</i>	31	22	10	45%
<i>Francia</i>	47	30	17	56%
<i>Polonia</i>	15	10	5	52%
<i>Bulgaria</i>	8	8	1	7%
<i>Romania</i>	10	7	3	48%
<i>UK</i>	(1)	3	(4)	n.a.
Totale	301	274	27	10%

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2019 è pari complessivamente a 301 milioni, in incremento rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente (274 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche maggiormente favorevoli sia in Italia che all'estero e di ampliamento perimetro (16 milioni).

Il contributo in Italia, in diminuzione rispetto all'anno precedente, riflette principalmente il già commentato minor valore dell'incentivo unitario.

I migliori risultati all'estero (+31 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia (+12 milioni) e Germania (+8 milioni), del miglior scenario principalmente nei paesi dell'Est Europa (+5 milioni) e delle maggiori produzioni complessive (+10 milioni); tali risultati positivi hanno più che compensato l'impatto della cessione del parco eolico di Brockaghboy in UK di cui aveva beneficiato il 2018 per circa 3 milioni di Euro.

L'**EBITDA margin** del 2019 è risultato complessivamente pari al 73%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato e in aumento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (70%), nonostante il già commentato *phase out* degli incentivi di alcuni impianti, anche grazie all'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del 2019 (**189 milioni**) si riferiscono principalmente alle acquisizioni di parchi eolici effettuate in Francia (52 MW) e in Germania (34 MW), oltre che per lo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è avvenuta alla fine del mese di giugno. E' stato inoltre completato con successo il primo intervento di reblading, effettuato su un parco eolico di 13,2 MW in Italia.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

Italia

- **Regione Basilicata – Libretto Sicurezza Impianti Eolici**

Il 26 febbraio 2019 la Giunta regionale della Basilicata ha adottato le "Disposizioni operative per la formazione del libretto di sicurezza degli impianti eolici" al fine di ridurre il rischio di incidenti causati dalla rottura accidentale delle turbine eoliche (soprattutto quelle di piccola taglia).

Il provvedimento, redatto dal Dipartimento Ambiente ed Energia, prevede la compilazione di un libretto informatico attraverso il portale web della Regione che ha anche lo scopo di indurre i soggetti responsabili dell'esercizio degli impianti a comunicare gli interventi di manutenzione effettuati, nonché a registrare annualmente le verifiche tecnico funzionali di tutti gli aerogeneratori dell'impianto eolico.

Tale strumento consentirà di censire e verificare la costruzione, le condizioni e le modalità di esercizio e manutenzione degli impianti esistenti.

L'aggiornamento annuale sarà a carico del soggetto responsabile della conduzione e dell'esercizio dell'impianto eolico, per tutta la durata di vita dello stesso, a prescindere dal numero degli aerogeneratori e dalla potenza e sulla scorta degli interventi di verifica e manutenzione effettuati.

Tali procedure saranno necessarie per non incorrere nell'applicazione di sanzioni pecuniarie fino a 30.000 euro.

- **Delibera ARERA n. 103/2019/R/eel - Ulteriori disposizioni in materia di revisione zonale**

Con la delibera 103/2019/R/eel del 19 marzo 2019, ARERA ha disposto, a decorrere dal 1° gennaio 2021, lo spostamento della Regione Umbria dalla zona di mercato Centro Nord alla zona Centro Sud e la creazione di una zona Calabria a sé stante con la conseguente soppressione del polo di produzione limitata di Rossano.

- **Mancata produzione eolica (MPE), revisione Indice di Affidabilità (IA)**

Con la delibera 195/2019 del 21 maggio 2019, l'Autorità ha ridefinito la formula di calcolo dell'Indice di Affidabilità a decorrere dal 1° gennaio 2017, al fine di correggerne alcuni effetti distorsivi. Tale indice è utilizzato nella quantificazione del valore della mancata produzione eolica da riconoscere all'utente del dispacciamento che ha limitato la produzione del proprio impianto per rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. Non si segnalano impatti significativi per il Gruppo.

- **DM 4 luglio 2019 - Strumenti incentivanti per l'energia elettrica da fonti rinnovabili**

Il 9 agosto 2019 è stato pubblicato il Decreto Ministeriale 4 luglio 2019 redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, recante «Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione».

L'ambito di applicazione è limitato alle fonti e tecnologie definite «mature», comprendenti l'eolico on-shore, il fotovoltaico, l'idroelettrico e i gas residuati dei processi di depurazione.

Il provvedimento copre il triennio settembre 2019 – settembre 2021 e conferma il ricorso a meccanismi di incentivazione limitati a contingenti di potenza e suddivisi tra registri (per progetti di potenza inferiore a 1 MW) ed aste (per i progetti di taglia uguale o superiore a 1 MW).

Non è più previsto l'accesso diretto agli incentivi per piccoli impianti (es. mini-idroelettrico), mentre è

confermata la preclusione agli impianti fotovoltaici a terra installati su aree agricole alle aste o registri. Diverse tecnologie considerate omogenee, come l'eolico e il fotovoltaico, sono ora raggruppate in contingenti "tecnologicamente neutri" e competono pertanto all'interno delle medesime aste.

Sono previsti bandi a cadenza quadrimestrale sia per le aste che per i registri; il primo bando è stato aperto lo scorso 30 settembre e si è chiuso il 4 novembre. Il totale del contingente per le tecnologie eolica e fotovoltaica, suddiviso in 7 aste, è pari a 5,5 GW.

Per la vigenza della legge cosiddetta di "Spalmaincentivi volontario", alla quasi totalità dei progetti di repowering degli impianti esistenti è preclusa la partecipazione ai bandi e ai registri previsti dal Decreto.

- **Adeguamento delle tempistiche di pagamento degli incentivi**

In data 9 agosto 2019 il GSE, in considerazione delle sentenze di primo grado del T.A.R. del Lazio in merito all'annullamento dello schema di "convenzione GRIN" (ex Certificati Verdi), ha disposto, nelle more della definizione dell'esito del contenzioso, l'aggiornamento delle tempistiche di pagamento delle tariffe incentivanti.

In particolare, sono state aggiornate le tempistiche di erogazione degli incentivi a decorrere dalle competenze di luglio 2019. Secondo la Comunicazione del GSE, per il generico mese "m" il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese "m+1", avverrà entro la fine del mese "m+2".

- **Risultati Registri e Aste relativi ai Bandi chiusi il 30 settembre 2019, di cui al DM 4 luglio 2019**

Il 28 gennaio 2020 sono state pubblicate le graduatorie dei primi Bandi delle Aste e dei Registri previste dal DM 4 luglio 2019. Su 730 MW di capacità complessivamente disponibile, il GSE ha ricevuto 880 domande per 772 MW. I contingenti previsti per le aste sono stati assegnati quasi esclusivamente a impianti eolici, con sconti al ribasso tra il 30,54% e il 4,29% rispetto alla tariffa base di 70€/MWh. Riguardo i Registri, tutti i contingenti sono andati esauriti ed assegnati a impianti idroelettrici, eolici e FV, ad eccezione del contingente dedicato al FV installato in sostituzione dell'eternit e dell'amianto assegnato per solo l'8% della capacità disponibile. Quanto ai Rifacimenti, si è registrato un bassissimo interesse da parte degli operatori. I prossimi Bandi si apriranno il 31 gennaio per chiudersi il 1° marzo 2020 e includeranno anche i contingenti non assegnati nella sessione precedente.

- **Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**

Con la deliberazione 17/2020, del 28 gennaio 2020, l'ARERA ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2020 (FIP 2020), il valore medio annuo registrato nel 2019 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 53,01 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2020, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 99,05 €/MWh.

Francia

- **Risultati 3° asta eolica**

Il 1° aprile 2019 si è chiusa la terza asta eolica francese. Per questa sessione, il contingente disponibile è stato posto pari a 500 MW, il prezzo base d'asta a 71 €/MWh (in riduzione rispetto al prezzo base d'asta delle scorse sessioni pari a 74,8 €/MWh) e non è stato richiesto il possesso dell'autorizzazione ambientale (così come previsto per la 1° sessione d'asta eolica di dicembre 2017). I progetti aggiudicati sono stati 21, per 516 MW complessivi, per una produzione stimata annuale di energia di circa 1,34 TWh, con un prezzo medio ponderato di aggiudicazione pari a 63 €/MWh.

ERG, attraverso la propria controllata francese Parc Eolien du Pays à Part, è risultata tra gli aggiudicatari con un progetto da 18 MW.

Germania

- **Prezzo base d'asta per le sessioni 2020**

Il 29 novembre 2019, il BNETZA ha fissato a 62 euro/MWh il prezzo base d'asta per l'eolico onshore per tutte le sessioni previste nel 2020. Pertanto, per il 2020 non verrà applicata la regola stabilita dall'EEG 2017 relativa alla determinazione del prezzo base d'asta sulla base della media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti, incrementate dell'8%.

Bulgaria

- **Modifica del sistema di incentivazione**

L'Energy Act della Bulgaria aggiornato nel 2018 prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione passi 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. A maggio 2019 il passaggio a FIP è stato previsto anche con riferimento agli impianti con capacità installata inferiore a 4 MW, entro il 1° ottobre 2019.

A fine maggio 2019 l'Autorità bulgara dell'Energia (EWRC) ha fissato il Reference Price, utilizzato per calcolare l'incentivo, a 84,15 BGN per il periodo 1.07.2019 – 30.06.2020 (in riduzione di circa 17 BGN). Sempre a maggio 2019, l'EWRC ha stabilito che la nuova "access to grid fee" sia pari a 5,12 BGN/MWh (da 3,02 BGN/MWh).

- **Pronunciamento Corte di Cassazione di Sofia su Provvedimento dell'Autorità di regolazione del settore energia (EWRC) relativa all'introduzione di cap sull'energia incentivabile**

La Corte di Cassazione di Sofia, con pronunciamento del 28 gennaio 2019, ha definito illegittimo il provvedimento SP-1 di EWRC del 31 luglio 2015. Il provvedimento SP-1 aveva modificato l'impianto normativo esistente introducendo, anche con effetto retroattivo, delle soglie massime alla quantità di energia incentivabile per gli impianti eolici. Il 28 marzo 2019 EWRC, con il provvedimento SP-5, ha reintrodotto le disposizioni annullate dalla pronuncia della Corte di Cassazione, disponendo che il provvedimento SP-5 sia efficace con decorrenza retroattiva al 31 luglio 2015. A seguito del sopraccitato provvedimento SP-5, il Gruppo, come altri operatori, ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo di I grado che, con pronuncia del 29 ottobre 2019, ha annullato il provvedimento impugnato. La pronuncia del Tribunale Amministrativo è stata a sua volta oggetto di impugnazione davanti alla Suprema Corte di Sofia.

Romania

- **L'Autorità di regolazione ha approvato un incremento del contributo annuale dovuto dagli operatori del settore energia elettrica e gas**

Alla fine del mese di dicembre 2018, il Governo ha approvato un'ordinanza contenente misure fiscali e di bilancio con effetti sui settori dell'energia elettrica, del gas e delle telecomunicazioni. In particolare, per i produttori di energia elettrica, è stato previsto l'incremento del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) determinato per il 2019 nel 2% dei ricavi dell'anno precedente, contro lo 0,1% previsto per il 2018. Con la Decisione n. 18 del 25 febbraio 2019, ANRE ha inoltre chiarito che i ricavi derivanti dalla vendita di Certificati Verdi non rientrano nella base imponibile ai fini del calcolo del contributo annuale.

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

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

Polonia

- **Incentivi impianti eolici onshore: nuove procedure d'asta**

Il 15 maggio 2019 il Ministro dell'Energia polacco ha fissato in 285 PLN/MWh il prezzo base d'asta per gli impianti eolici. Ad agosto 2019 sono inoltre state introdotte modifiche al RES Act inerenti alle procedure d'asta e al *Distance Act* che hanno previsto un'estensione di tre anni della validità delle autorizzazioni a costruire non conformi alla regola della distanza minima dalle altre costruzioni.

- **Risultati asta eolica – fotovoltaica 2019**

L'asta per l'accesso agli incentivi, che si è svolta il 5 dicembre 2019, ha previsto per gli impianti eolici e fotovoltaici con potenza superiore a 1 MW l'allocatione di un contingente di produzione incentivabile pari a 113.970 GWh su un orizzonte temporale di 15 anni, corrispondente a circa 2.500 MW di capacità eolica installata. Il prezzo base d'asta per gli impianti eolici è stato posto pari a 285 PLN/MWh.

Dai risultati dell'asta si evince come il contingente di produzione disponibile sia stato solo parzialmente aggiudicato, per un totale di 77.837 GWh. L'asta ha visto l'assegnazione di incentivi principalmente ad impianti eolici onshore, selezionati per circa 2,2 GW di capacità ad un prezzo medio pari a 208 PLN/MWh. Il Gruppo ERG è risultato tra gli aggiudicatari con un progetto da 36 MW.

- **Mercato elettrico Gran Bretagna: Capacity Market**

Il 15 novembre 2018 la Corte di Giustizia Europea ha annullato il provvedimento con cui nel 2014 la Commissione Europea ha dichiarato la compatibilità del meccanismo di remunerazione della capacità con la disciplina europea degli Aiuti di Stato. La conseguenza immediata della sentenza è stata il rinvio *sine die* delle prossime aste e il blocco di tutti i pagamenti previsti dalle aste precedenti.

Il 1° aprile 2019, pur non essendo ancora conclusa la procedura di verifica della Commissione UE sul Capacity market, il Parlamento britannico ha adottato un provvedimento che autorizza il Governo a riavviare le procedure d'asta per l'approvvigionamento di capacità, condizionandone l'efficacia al rispetto della normativa sugli aiuti di stato.

Nel maggio 2019, in esito ad una consultazione sul Capacity Market, il BEIS (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy) ha stabilito una prima apertura alla partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili al meccanismo. Il 22 luglio il TSO ha pubblicato le istruzioni per le aste da tenersi nel 2019 includendo, per la prima volta, le disposizioni tecniche per la partecipazione anche di impianti da fonte rinnovabile non programmabile, in particolare eolico e solare.

Lo scorso 24 ottobre 2019, il BEIS ha annunciato il ripristino da parte della Commissione della dichiarazione di conformità del meccanismo rispetto alla citata disciplina degli aiuti di Stato. Di conseguenza, il meccanismo è stato riabilitato e sono pertanto in programma i pagamenti ai fornitori precedentemente sospesi; vengono pure confermate la validità dei contratti assegnati nell'asta sostitutiva tenutasi a luglio 2019 e le tre aste di previste per l'inizio del 2020.

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

Il meccanismo di remunerazione della capacità per l'isola d'Irlanda, approvato dalla Commissione Europea nel 2017, è basato su un sistema di reliability options e prevede l'effettuazione di aste specifiche per l'assegnazione di contingenti di capacità. A fronte del pagamento di un premio in €/MW/anno, l'assegnatario si impegna al pagamento di un Corrispettivo Variabile (CR) pari alla differenza tra il prezzo registrato nel Mercato del Giorno Prima ed un prezzo Strike definito per ogni singola asta e determinato in base alla tecnologia marginale con il costo variabile più elevato. Allo stato attuale, questo valore è pari a 500 €/MWh, pari al costo variabile di un'unità di consumo.

La nuova capacità che partecipa al meccanismo si aggiudica un contratto pluriennale della durata di 10 anni. La tecnologia eolica può partecipare alle aste del capacity market, con un *de-rating factor* pari al 8,9% della capacità nominale installata.

Lo scorso 5 e 6 dicembre 2019, si è tenuta l'asta T-2 per l'anno 2021/2022: ERG ha partecipato all'asta nel Nord Irlanda con la capacità corrispondente a due impianti eolici in progetto aggiudicandosi una capacità di circa 6 MW ad un prezzo di 40.9 k€/MW/anno per la durata complessiva di 10 anni.

SOLARE

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici	Anno	
	2019	2018
(milioni di euro)		
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>	71	38
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	63	32
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(41)	(24)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	22	8
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	221	345
Ebitda Margin % ⁽²⁾	88%	84%
Produzioni complessive impianti solari (GWh)	226	130

(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 2019 le produzioni sono risultate pari a circa 226 GWh ed il relativo load factor pari al 18% (16% nel 2018). I ricavi del 2019 sono stati pari complessivamente a 71 milioni, di cui 60 milioni relativi a ricavi da conto energia e 11 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel 2019 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 314 €/MWh (294 €/MWh nel 2018 relativi a Forvei che nel 2019 ha un ricavo unitario di 281 €/MWh rispetto ai 363 €/MWh di Andromeda), di cui principalmente 267 €/MWh relativi a conti energia e circa 50 €/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2019 è stato pari complessivamente a 63 milioni, di cui 71 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 7 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione. Il margine operativo lordo *adjusted* è raddoppiato grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici (+31 milioni).

L'**EBITDA margin** del 2019 è risultato complessivamente pari all'88% (84% nel 2018).

Investimenti

Gli investimenti del 2019 si riferiscono all'acquisizione di una quota del 78.5% di 2 impianti fotovoltaici, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), con una capacità installata di 51,4 MW ed una produzione stimata annua di circa 96 GWh, che beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'*enterprise value* dell'operazione è stato pari a circa 220 milioni di Euro per la quota acquisita.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico.

IDROELETTRICO

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

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

Risultati economici	Anno	
	2019	2018
(milioni di euro)		
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>	119	194
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	87	146
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(57)	(58)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	30	88
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	6	7
Ebitda Margin %	74%	75%
Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	1.229	1.740

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

Nel **2019** i ricavi, pari a 119 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 67 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 51 milioni.

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

Il margine operativo lordo del 2019 è risultato pari a 87 milioni (146 milioni nel 2018), in diminuzione di 59 milioni, principalmente a causa della ridotta idraulicità, significativamente inferiore alla media storica e al valore particolarmente elevato registrato nel 2018.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel 2019 pari a 1.229 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 102 Euro/MWh, in lieve diminuzione rispetto ai 107 Euro/MWh del 2018.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario inferiore a quello del 2018 di 99 Euro/MWh e pari a circa 92 Euro/MWh.

L'EBITDA *margin* del 2019 è risultato complessivamente pari al 74%, in diminuzione rispetto al 75% del 2018.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari nel 2019 al 27% (rispetto al 38% del 2018) ha risentito della ridotta idraulicità riscontrata.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 533, 526 e 134 metri s.l.m., in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (rispettivamente 522, 518 e 124 metri s.l.m.) per i fenomeni stagionali e gli utilizzi del periodo.

Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a circa 6 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

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

- **Delibera ARERA n. 103/2019/R/eel - Ulteriori disposizioni in materia di revisione zonale**
Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico
- **Delibera ARERA 490/2019 Indicazioni preliminari propedeutiche al rilascio del parere alle Regioni sugli schemi di legge in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche.**
La delibera, approvata il 26 novembre 2019, rende disponibili alle Regioni le indicazioni preliminari propedeutiche al rilascio del parere sugli schemi di legge regionali in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche, secondo quanto stabilito dall'art. 12, comma 1-quinquies del Decreto Legislativo 79/1999, come modificato dalla "Legge Semplificazioni".
L'Autorità, per la sola componente variabile del canone, fornisce indicazioni in merito al rilascio del proprio parere circa la determinazione di tale componente. Indica inoltre alle Regioni le proprie linee guida, non vincolati, ai fini dell'implementazione delle Leggi regionali in materia di canoni di concessione, specificando anche le tempistiche del rilascio del parere.
- **Agenzia del Demanio – Adeguamento sovracanonni Rivaschi.**
Lo scorso 18 dicembre è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 296/2019 il decreto dell'Agenzia del Demanio che adegua all'incremento dell'inflazione l'entità del sovracanone idroelettrico Rivasco sia per le grandi (> 3.000 kW) che per le piccole derivazioni idroelettriche (tra 220 e 3.000 kW).
Per il biennio 2020-2021 tali sovracanonni annui aumentano da 5,78 a 5,87 €/kW per le piccole derivazioni e da 7,67 a 7,78 €/kW per le grandi derivazioni.

TERMOELETTRICO

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

	Anno	
Risultati economici	2019	2018
<i>(milioni di euro)</i>		
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>	418	405
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	69	53
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(28)	(31)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	41	22
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	15	8
Ebitda Margin %	17%	13%
Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	2.504	2.151

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

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

Nel corso **del 2019** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.504 GWh, in aumento rispetto al 2018 (2.151 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO2. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico grazie al differenziale prezzo Sicilia verso il PUN in un contesto di minori prezzi in Sicilia.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 875 migliaia di tonnellate, in significativo incremento rispetto alle 737 migliaia di tonnellate del 2018. Di conseguenza anche il numero di Certificati Bianchi maturati è risultato in sensibile crescita rispetto al 2018.

Il margine operativo lordo *adjusted* **del 2019** è risultato pari a 69 milioni (53 milioni nel 2018), con risultati in incremento a seguito del miglioramento dello spark spread, delle maggiori vendite ai clienti del Sito di Priolo dai maggiori proventi derivanti dai certificati Bianchi e della performance degli impianti.

Investimenti

Gli investimenti del 2019 (15 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito 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 nell'esercizio

- **Unità essenziali ex DL 91/2014**

Con **delibera n. 48/ 2019**, l'ARERA ha effettuato la quantificazione del valore di conguaglio, pari a 4,7 milioni, relativo alla reintegrazione dei costi del 2016, il valore determinato è risultato leggermente superiore a quanto già contabilizzato. Il pagamento del conguaglio è stato finalizzato a favore della società ERG Power Generation S.p.A. in data 28 febbraio 2019. Si ricorda che in data 25 maggio 2016 era stata pubblicata sul sito di TERNA la notizia che ha decretato dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016 l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla delibera 521/2014. Tale comunicazione ha sancito la fine del regime di essenzialità previsto dal Decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.

L'ARERA ha poi confermato tale circostanza con delibera 274/2016/R/eel.

L'impianto CCGT di ERG Power Generation è stato soggetto alla disciplina degli impianti essenziali prevista dal DL 91/2014 fino al 27 maggio 2016.

Con riferimento alla richiesta di reintegrazione dei costi relativa al periodo 1° gennaio 2016 – 27 maggio 2016, l'ARERA aveva già previsto con la delibera 841 del 5 dicembre 2017 il riconoscimento di un acconto straordinario

- **Disciplina del sistema di remunerazione della Capacità Produttiva (Capacity Market)**

In data 27 giugno 2019, ARERA ha emesso il Parere favorevole sullo schema di decreto del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato all'approvazione del meccanismo di remunerazione della capacità (CM).

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha quindi firmato il Decreto 28 giugno 2019, di approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica. Il Decreto prevede procedure concorsuali da tenersi entro il 2019 e riferite agli anni di consegna 2022 e 2023.

Nel mese di settembre ARERA ha approvato due ulteriori delibere, funzionali all'avvio del CM, con la delibera 363/2019 ha definito i parametri economici del meccanismo di remunerazione mentre con la delibera 365/2019 ha approvato le modalità di determinazione del corrispettivo a carico dei clienti finali a

copertura degli oneri netti derivanti dal CM.

Le due procedure, per consegna 2022 e 2023, si sono regolarmente tenute rispettivamente il 6 e 28 novembre 2019. ERG ha partecipato all'asta nella Zona Sicilia con la capacità del suo CCGT e, in entrambe le procedure, è risultata aggiudicataria di contratti di capacità per 340 MW ad un corrispondente premio di 33.000 €/MW/anno.

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

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

In esecuzione della sentenza, lo scorso 12 dicembre l'ARERA ha pubblicato la deliberazione 529/2019 con cui avvia un procedimento di riforma del meccanismo di determinazione del contributo tariffario (CT) da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas. Il nuovo meccanismo sarà utilizzato per ridefinire il CT per l'anno 2018. Al fine di consentire l'operatività nel breve termine, l'ARERA delibera una primissima disciplina di immediata attuazione, confermando il valore del CT riconosciuto in acconto ai distributori - 175 euro/TEE - che abbiano adempiuto parzialmente agli obblighi 2019 entro il 30 novembre 2019. Vengono pure confermati i Regolamenti del mercato dei TEE e della piattaforma dei contratti bilaterali, nonché la validità del meccanismo dei TEE "virtuali" rilasciati dal GSE.

- **Corrispettivi Garanzie di origine e TEE, Deliberazione 502/2019**

Lo scorso 3 dicembre l'ARERA ha approvato i corrispettivi 2020 per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE) gestiti dal Gestore dei mercati energetici (GME), confermando i valori vigenti. Nello specifico, per ogni GO negoziata sul mercato organizzato o registrata sulla piattaforma il corrispettivo è pari a 0,003 €, mentre per ogni TEE scambiato sul mercato organizzato ovvero oggetto di transazioni bilaterali concluse presso il registro dei TEE il corrispettivo è di 0,1 €.

- **Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: provvedimenti successivi alla delibera 342/2016 dell'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente)**

A seguito dell'impugnazione da parte di ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l. della delibera ARERA 342/2016 e provvedimenti conseguenti, nello scorso novembre il TAR per la Lombardia ha confermato la legittimità dei provvedimenti impugnati. Le due società del Gruppo ERG hanno presentato ricorso al Consiglio di Stato avverso la pronuncia del TAR.

La delibera 342/2016 è stata emanata da ARERA a seguito di significativi incrementi del costo dei servizi di dispacciamento per i clienti finali registratisi nel corso del 2016.

Alla 342/2016 hanno fatto seguito specifici provvedimenti indirizzati a ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l. con i quali l'Autorità ha chiuso le procedure avviate con la delibera 342/2016 disponendo specifiche prescrizioni per ERG Hydro S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. Su tali basi, Terna ha provveduto alla quantificazione dell'importo da restituire, il cui impatto economico è stato ritenuto non significativo.

Sia le delibere dell'ARERA che la quantificazione effettuata da Terna sono oggetto del procedimento di annullamento attualmente pendente davanti al Consiglio di Stato.

Incentive framework

• Incentivi settore eolico

Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$ dove P^{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: assegnazione incentivi 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. Durata incentivo: 20 anni

Germania

- Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo feed-in tariff (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012)
- Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014)
- Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018: previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo.
- Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017)

Francia

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

Bulgaria

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

Polonia

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

Romania

- Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
 - a) periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
 - b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/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

Italia

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni;
 - Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica;
 - Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto;
 - Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011;
 - Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro;
 - Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro;
 - Il 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'incentivi:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
 - Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.
- Durata incentivo: 20 anni.

• Idroelettrico

Italia

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

La maggior parte degli impianti idroelettrici del Gruppo ERG sono incentivati tramite tariffa FIP per

la durata di 15 anni a seguito di intervento di rifacimento parziale idroelettrico.
Ulteriori impianti di tipo mini-idroelettrico sono incentivati tramite tariffa fissa 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.

- **Termoelettrico (Cogenerazione)**

Italia

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

Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell'esercizio

Generale

Unione europea

- **Nuovi provvedimenti del pacchetto Clean Energy for all Europeans**

Il 21 dicembre 2018 sono stati pubblicati sulla G.U.E. tre provvedimenti previsti dal "Clean Energy Package" della Commissione Europea emesso a fine 2016. Si tratta delle nuove direttive sulle rinnovabili e sull'efficienza energetica nonché del regolamento sulla Governance.

I provvedimenti sono stati approvati dal Parlamento Europeo lo scorso 13 novembre e dal Consiglio UE il 4 dicembre 2018.

I restanti quattro provvedimenti, a completamento degli atti previsti dal Clean Energy Package, sono stati pubblicati sulla G.U.E. il successivo 14 giugno 2019. Si tratta della Direttiva sul mercato elettrico, dei Regolamenti sul mercato elettrico e sulla *Risk preparedness* del sistema elettrico e del Regolamento sull'ACER.

- **Governance Regulation**

Il Regolamento introduce l'obbligo per ogni Stato Membro di redigere il proprio Piano Nazionale per l'Energia e il Clima, contenente la definizione di obiettivi nazionali al 2030 in tema energetico/ambientali, nonché il dettaglio delle tempistiche e delle modalità attuative per il loro conseguimento.

A tale proposito, viene fornita una metodologia unificata per il calcolo dei contributi nazionali, a cui tutti gli Stati Membri si devono attenere per calcolare il proprio contributo.

Gli Stati avranno la facoltà di determinare la suddivisione del target unitario al 2030 tra le varie componenti energetiche (climatizzazione, trasporti, energia elettrica).

Per l'obiettivo di generazione elettrica rinnovabile, gli Stati dovranno indicare i volumi e tempi di implementazione, seguendo una traiettoria pressoché lineare.

La bozza di Piano Nazionale deve essere inviata alla UE entro il 31/12/2018 (l'Italia ha effettuato l'invio in data 8 gennaio 2019), per poi essere analizzata dalla Commissione ed eventualmente restituita allo Stato mittente per eventuali affinamenti. La versione definitiva del Piano deve essere inviata a Bruxelles entro il 31/12/2019 (l'Italia ha inviato il proprio PNIEC ad inizio gennaio 2020).

Lo scorso 25 febbraio, dopo l'ultimo invio da parte della Spagna, la Commissione Europea ha comunicato la ricezione di tutte le proposte di Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC) inviate dai 28 Stati Membri.

I documenti sono stati valutati dai diversi organi esecutivi della CE; in base al Regolamento, la CE ha inviato delle raccomandazioni ad ogni Stato Membro lo scorso 30 giugno 2019. I Paesi UE sono stati incaricati di sottoporre alla Commissione la versione finale dei PNEC che recepisca le raccomandazioni della Commissione stessa e le risultanze del processo di consultazione nazionale entro il 31 dicembre 2019.

- **Regolamento e Direttiva sui Mercati elettrici**

Le nuove disposizioni mirano ad incrementare la competitività nel settore elettrico, la flessibilità delle dinamiche di generazione elettrica e consumo, offrendo maggiori diritti ai consumatori e facilitando la loro partecipazione attiva al mercato.

Viene confermata un'impostazione dei mercati elettrici secondo il modello *Energy Only*, disegnati in modo da agevolare la completa integrazione delle fonti rinnovabili, la promozione della flessibilità lato generazione e il *demand-side response*,

E' previsto il superamento degli interventi di supporto "fuori mercato" come il *must-run* e il dispacciamento prioritario.

Resta la possibilità di avviare un mercato della capacità di produzione di elettricità per sopperire a temporanee criticità del mercato dell'energia, con nuove regole da applicare dopo il 2020. Per i partecipanti sarà prevista l'introduzione di Emission Performance Standards (EPS) adeguati a scoraggiare il supporto agli impianti a più alta emissione di gas-serra.

Saranno pure create le condizioni di mercato per lo sviluppo dello storage (elettrochimico, pompaggi, idrogeno) e della mobilità elettrica.

- Aggiornamento dell'European Market Infrastructure Regulation (EMIR)**
 Il Regolamento 834/2019, cosiddetto Refit EMIR (Regulatory Fitness and Performance Programme), pubblicato in Gazzetta Ufficiale europea il 20 maggio u.s., è entrato in vigore il 17 giugno u.s., modifica il Regolamento EMIR sugli strumenti derivati OTC (over the counter).
 Le modifiche interessano l'obbligo di compensazione per le controparti finanziarie (CF) e non finanziarie (NFC), le modalità di segnalazione dei derivati OTC da parte delle controparti finanziarie in caso di superamento delle soglie di compensazione, le modalità con cui le controparti dovrebbero segnalare la novazione dei derivati, la precisazione che nell'obbligo di compensazione sono compresi tutti i tipi di novazione di contratti derivati.
- Lettere di costituzione in mora a Stati Membri per il settore idroelettrico**
 Il 7 marzo 2019, nel contesto della procedura di infrazione n. 2011/2026 sul rinnovo delle Concessioni idroelettriche, la Commissione Europea ha notificato al Governo italiano una nuova lettera di Costituzione in mora complementare che fa seguito all'analoga lettera del settembre 2013.
 In parallelo, sono stati inviati provvedimenti di contestazione sul tema della mancata messa a gara delle concessioni idro ad Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia.
 Con la nuova lettera all'Italia, la CE ripropone le censure alla disciplina italiana già rappresentate in passato e non del tutto risolte (secondo la Commissione) con la recente normativa in materia (legge 12/2019).
 Le contestazioni riguardano in particolare la violazione della Direttiva sui Servizi (2006/123/CE) e del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) poiché a parere della CE non sono ancora state indette gare trasparenti e imparziali a livello UE per il rinnovo delle concessioni idroelettriche italiane scadute o in scadenza e sarebbero imposti indennizzi a favore del concessionario uscente penalizzanti per quello entrante.
- Elezioni Europee 2019**
 Il 25 maggio 2019 si sono tenute le elezioni per il rinnovo del parlamento europeo.
 La tornata elettorale, con una media di votanti superiore al 50% degli aventi diritto, ha segnato un'inversione di tendenza rispetto al trend di declino nella partecipazione che si era registrato sin dal 1979.
 Gli esiti del voto sono riassumibili con una sconfitta per i social-democratici (S&D) e popolari (EPP), che perdono così la maggioranza dei seggi del Parlamento di cui hanno goduto per alcuni lustri, e una prestazione dei partiti sovranisti inferiore alle attese.
 Si è pertanto consolidata una maggioranza di forze a favore dell'Unione Europea grazie alla crescita dei gruppi dei parlamentari liberali (ALDE), supportati dai deputati francesi che fanno capo al Presidente Macron (REN) e dei verdi (Green).
 In particolare, ALDE e Green, entrambi con forte focus sull'ambiente, sarebbero considerati i principali vincitori delle elezioni.
- Nuova Commissione Europea**
 Il 16 luglio 2019 Ursula Gertrud Albrecht - von der Leyen, membro della CDU tedesca e Ministro della difesa della Germania, è stata eletta Presidente della Commissione Europea – prima donna a ricoprire il ruolo. La nuova Commissione Europea, composta da 26 commissari europei che affiancano la presidentessa nei prossimi cinque anni - 11 donne e 15 uomini - è entrata in carica il primo dicembre 2019. Tra i commissari è stato designato Frans Timmermans come vicepresidente esecutivo della Commissione per l'*European Green Deal* (EGD) con delega al Clima.
 In occasione della COP 25 di Madrid di dicembre 2019, la presidentessa ha comunicato contenuti e tempistica di massima relativi all'EGD.
 Tra le 47 "azioni" principali che costituiranno l'EGD, alcune riguardano direttamente il settore dell'energia, in particolare il Piano generale per la riduzione delle emissioni di gas-serra al 2030 tra il 50% e il 55% - contro l'attuale 40% del Clean Energy Package - per raggiungere la "neutralità climatica" (zero emissioni nette di CO2 di origine antropica) entro il 2050. La presentazione del Piano dovrebbe avvenire nell'estate 2020. Entro giugno 2021 saranno revisionati i provvedimenti di policy per realizzare tale nuovo obiettivo, partendo dall'Emission Trading System (che verrà esteso a nuovi settori), dalla riduzione delle emissioni nei settori non assoggettabili e dalla regolamentazione della filiera agro-forestale.
 Sempre entro giugno 2021 saranno revisionate le direttive sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica. Nel 2020 sono pure programmate le misure per la "integrazione smart delle rinnovabili e dell'efficienza energetica" nei diversi settori, inclusa la facilitazione dello sviluppo dei "gas rinnovabili"; non saranno trascurate le infrastrutture esistenti, che dovranno essere potenziate per adeguarle allo scopo.
 Tra i prodotti normativi più corposi è incluso il "pacchetto gas", che includerà misure a supporto dei gas decarbonizzati ed un nuovo market design.

A giugno 2020 la CE pubblicherà la valutazione finale dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) che dovranno poi essere revisionati nel 2023 per adeguarli ai nuovi target dell'EGD.

Le Linee guida sugli aiuti di Stato saranno revisionate entro il 2021, mentre nel giugno 2021 verrà proposta la revisione della *Energy Taxation Directive* in chiave ambientale, probabilmente associata ad una *carbon-tax* alle frontiere (denominata "*carbon border adjustment mechanism*") per i settori non sottoposti alle misure di riduzione del rischio di *carbon leakage* contenute nell'ETS (e.g. quote gratuite).

A metà gennaio 2020 il Parlamento Europeo ha accolto favorevolmente l'EGD della Commissione attraverso una specifica Risoluzione, suggerendo anzi di portare al 55% l'obiettivo di riduzione dei GHG al 2030. Ha pure invitato la Commissione ad una tempestiva revisione della direttiva ETS, oltre ad accelerare la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili per conformarla agli obiettivi proposti e a rimuovere le sovvenzioni dirette e indirette ai combustibili fossili entro il 2020.

Nello stesso periodo la Commissione Europea, nell'ambito dell'EGD, ha presentato al Parlamento Europeo il *Sustainable Europe Investment Plan*, insieme al *Just Transition Mechanism* per consentire a tutti gli Stati Membri di attuare la transizione verso la decarbonizzazione in modo non discriminatorio.

Il Piano dovrebbe mobilitare per i prossimi 10 anni un volume di investimenti pari a circa 1.000 miliardi di euro, la metà dei quali provverranno in primis dal Budget di lungo termine della UE e in misura minore dai proventi dell'*Emission Trading System*. La restante metà verrà finanziata a carico degli Stati Membri e dalla Banca europea per gli investimenti, oltretutto dal settore privato.

Al di là delle provviste finanziarie dirette o indirette, il Piano dovrebbe stimolare infatti la creazione di un quadro normativo e finanziario utile a concentrare gli investimenti sia pubblici che privati nella transizione dell'economia verso la sostenibilità ambientale.

In parallelo, attraverso il Piano la Commissione intende sostenere le istituzioni pubbliche per favorire la transizione verso gli obiettivi dell'EGD, soprattutto attraverso la revisione delle Linee guida sugli aiuti di Stato e della trattazione degli investimenti green / sostenibili rispetto alle regole di bilancio dell'Unione.

I fondi per il *Just Transition Mechanism* provverranno in percentuale minore dal *Just Transition Fund* appositamente creato, da un sistema di garanzie di InvestEU (il programma unionale per sostenere gli investimenti e l'accesso ai finanziamenti) per attrarre investimenti privati e da un meccanismo di prestito per il settore pubblico in collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI).

Per accedere ai fondi europei gli Stati Membri dovranno individuare territori ammissibili mediante piani territoriali accordati con la Commissione, impegnandosi a compensare ogni euro versato dal fondo con un minimo di 1,5 euro da altri fondi europei a cui già accedono, nonché da provviste nazionali. I criteri di allocazione delle risorse si baseranno sia sul volume di interventi richiesti per attuare la transizione, sia sugli impatti in termini occupazionali a danno dei settori più colpiti (e.g. le fonti fossili), che sul livello dell'economia dello Stato richiedente. Dalle aree agevolabili sono esclusi i siti con centrali nucleari.

Italia

• Legge di conversione del Decreto-legge "Semplificazioni"

A dicembre 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto - Legge 14 dicembre 2018, n. 135 recante "Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione", noto come "Decreto Semplificazioni".

La Legge di conversione dell'11 febbraio 2019, n. 12 - è stata pubblicata lo scorso 12 febbraio 2019 ed ha introdotto modificazioni alla disciplina delle concessioni di grande derivazione d'acqua ad uso idroelettrico e sulla determinazione dei relativi canoni annuali di concessione, la cui applicabilità alle concessioni non in scadenza a breve è ancora oggetto di valutazione.

In estrema sintesi la nuova normativa dispone che:

- alla scadenza delle concessioni o in caso di decadenza o rinuncia, le opere «bagnate» - quali ad esempio le dighe e le condotte forzate - passano senza compenso in proprietà delle regioni, fatto salvo un indennizzo al concessionario uscente pari al valore non ammortizzato di eventuali investimenti effettuati, purché previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dal concedente durante il periodo di validità della concessione stessa;
- per le cosiddette opere «asciutte» - turbine, alternatori, fabbricati - se ritenute riutilizzabili, viene riconosciuto al concessionario uscente un prezzo in base al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, al netto dei beni ammortizzati. In particolare:
 - o per i beni mobili di cui si prevede l'utilizzo nel progetto di concessione, viene riconosciuto un prezzo, in termini di valore residuo, determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia;
 - o i beni mobili non utilizzati nel progetto di concessione dovranno essere rimossi e smaltiti a

- o cura ed onere del concessionario entrante;
 - o per i beni immobili dei quali il progetto proposto prevede l'utilizzo viene corrisposto un prezzo il cui valore è determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia;
 - o i beni immobili dei quali il progetto proposto non prevede l'utilizzo restano di proprietà degli aventi diritto;
- la riassegnazione delle concessioni può essere attuata dalle Regioni ad operatori economici individuati attraverso gare ad evidenza pubblica, ovvero a società a capitale misto pubblico e privato, oppure mediante forme di partenariato tra pubblico e privato.
- entro un anno ma non oltre il 31 marzo 2020, le Regioni disciplinano tramite legge le modalità e le procedure di gara per la riassegnazione delle concessioni; tali procedure devono essere avviate entro due anni dall'entrata in vigore della legge regionale, pena l'applicazione di modalità definite da un apposito progetto del MSE-MATTM in caso di mancato rispetto dei termini;
- le nuove concessioni hanno durata compresa tra 20 anni e 40 anni, incrementabili fino a 10 anni per progetti particolarmente complessi / costosi;
- il canone di concessione, da determinare con legge regionale, sarà composto da due componenti:
 - una fissa, legata alla potenza nominale media di concessione,
 - una variabile, legata a «ricavi normalizzati» determinati in base all'energia venduta e il prezzo zonale.
- Le regioni possono richiedere ai concessionari una fornitura annuale gratuita di energia elettrica pari a 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione; per le concessioni in scadenza entro il 2023 ovvero già scadute, le regioni permettono la prosecuzione dell'esercizio degli impianti per il tempo necessario ad emettere le procedure di riassegnazione – comunque non oltre il 31 dicembre 2023 – dietro il pagamento di un canone aggiuntivo. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico sono determinati il valore minimo della componente fissa del canone e del canone aggiuntivo. In caso di mancata adozione del decreto entro 180 giorni, le Regioni possono determinare il valore minimo annuale in misura non inferiori a 30 euro per la componente fissa e 20 euro per il canone aggiuntivo per ogni kW di potenza di concessione.

Oltre alla disposizione sugli impianti idroelettrici, è stata confermata la soppressione del «sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti» (SISTR1) e del relativo contributo da parte dei soggetti obbligati dal 1° gennaio 2019; in sua vece è stato istituito il Registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti.

- **Decreto-legge «Crescita» e successiva legge di conversione**

Il 30 aprile 2019 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto-Legge 30 aprile 2019, n. 34 recante “Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi” (c.d. Decreto Crescita).

Fra le disposizioni di maggiore interesse vi è la ridefinizione degli obblighi informativi riguardanti le erogazioni pubbliche.

In particolare, a partire dall'esercizio finanziario 2018, i soggetti che percepiscono sussidi, sovvenzioni e contributi in genere sono tenuti a pubblicare nelle note integrative del bilancio di esercizio e dell'eventuale bilancio consolidato gli importi percepiti.

A partire dal 1° gennaio 2020, l'inosservanza degli obblighi informativi comporta una sanzione pari all'1 % degli importi ricevuti con un importo minimo di 2.000 euro, oltre all'adempimento agli obblighi di pubblicazione. Decorso 90 giorni dalla contestazione senza ravvedimento, l'operatore è obbligato alla restituzione integrale del beneficio.

Tra le altre misure sono incluse la maggiorazione dell'ammortamento per l'acquisto di beni strumentali, la maggiore deducibilità dell'IMU per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2018 e gli interventi per favorire l'offerta di TEE sul mercato,

- **Legge Europea 2018**

Il 11 maggio 2019 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge n. 37 del 2019 recante “Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea”, cosiddetta Legge Europea 2018.

Il provvedimento, in vigore dal 26 maggio, dispone tra l'altro l'attuazione del regolamento UE n. 1031/2010 su alcuni dettagli sulla vendita all'asta delle quote CO2, delle norme europee sul recupero dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), nonché l'abrogazione dell'estensione del periodo di incentivazione per gli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili.

- **ARERA – Quadro Strategico 2019-2021**

Lo scorso 19 giugno l'ARERA ha pubblicato la Delibera 249/2019/A con cui adotta il proprio Quadro

Strategico 2019-21.

Il Quadro Strategico riporta gli obiettivi strategici nello scenario attuale e di medio termine, nonché le principali linee di intervento, con relativa tempificazione.

Per le infrastrutture, particolare attenzione sarà posta alle nuove tecnologie sviluppate a mercato (accumuli elettrochimici lato elettrico, power-to-gas, idrogeno e gas rinnovabili lato gas) per garantire che gli operatori di rete continuino a svolgere la propria funzione di «*neutral market facilitator*».

Vengono confermati il Capacity Market e il progressivo sviluppo del MSD con un'apertura a tutte le risorse e tecnologie disponibili.

L'evoluzione degli strumenti di rilevazione (*smart meter*) e gestione delle misure (SII) con la conseguente disponibilità dei dati, consentiranno il superamento degli attuali sistemi di profilazione e costituiranno i principali elementi di supporto allo sviluppo del «consumatore consapevole».

Per lo sviluppo di mercati elettrico e gas più efficienti e integrati a livello europeo, prevede di rivalutare l'attività di Terna e dei distributori di energia elettrica, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione e accumulo unita ad una gestione sempre più attiva delle reti.

Saranno implementate modalità innovative per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento tenendo conto dei risultati dei progetti pilota, adeguando la disciplina del capacity market a seguito dell'entrata in vigore delle norme UE contenute nel Clean Energy Package. Con il medesimo riferimento, occorrerà rivedere la regolazione relativa ai sistemi chiusi di produzione e consumo.

Nel triennio, l'Autorità si prefigge pure di adeguare gli strumenti contrattuali e di tutela del consumatore/prosumer dei mercati retail, al fine di tenere conto delle nuove opportunità per la partecipazione al mercato create dalle nuove tecnologie e dalla diffusione della digitalizzazione.

- **Legge n. 117/2019 – «Legge delegazione europea 2018»**

Lo scorso 18 ottobre 2019 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 245 la Legge n.117/2019 recante «*Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2018*».

Il provvedimento si limita a stabilire principi e criteri direttivi per il recepimento di normative comunitarie. Le disposizioni di maggiore rilievo riguardano lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati immessi sul mercato prima del 12 aprile 2014, le discariche e la gestione di rifiuti, la risoluzione di controversie fiscali all'interno dell'UE, il mercato interno del gas naturale e la sicurezza nel suo approvvigionamento.

- **Legge di conversione del DL “Crisi aziendali”**

Lo scorso 2 novembre 2019 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 257 la legge n. 128/2019 di conversione del DL n. 101/2019 (cosiddetto «DL Crisi Aziendali») contenente all'art. 13 bis una disposizione in tema di decurtazione degli incentivi da parte del GSE. La legge è entrata in vigore il 3 novembre 2019.

La norma modifica con effetti retroattivi l'apparto sanzionatorio per le violazioni riscontrate nella percezione degli incentivi per l'energia da fonti rinnovabili; sono infatti ulteriormente ridotte (rispetto alla modifica già introdotta dalla Legge Bilancio 2018) le sanzioni amministrative pecuniarie, anche se già irrogate.

Per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili, il GSE dispone ora la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 10 e 50 % in ragione dell'entità della violazione; nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo, le decurtazioni sono ulteriormente ridotte della metà.

Le riduzioni si applicano agli impianti realizzati ed in esercizio oggetto di procedimenti amministrativi in corso e, su richiesta dell'interessato, a quelli con provvedimenti del GSE di decadenza dagli incentivi, oggetto di procedimenti con sentenza non passata in giudicato alla data di entrata in vigore della legge.

Per i grandi impianti fotovoltaici privi di regolare certificazione si applica una decurtazione del 10 % della tariffa incentivante, anche agli impianti ai quali sia stata precedentemente applicata la decurtazione del 20 % precedentemente prevista; anche per gli impianti fotovoltaici “di piccola taglia” privi di certificazione si applica una decurtazione del 10 %.

- **Legge di conversione del DL “Cybersicurezza”**

Lo scorso 20 novembre 2019 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 272 la Legge 18 novembre 2019, n. 133 recante «*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 settembre 2019, n. 105, recante disposizioni urgenti in materia di perimetro di sicurezza nazionale cibernetica*».

Al comma 2-bis dell'art. 1 vengono specificati i criteri per il processo di definizione del «Perimetro nazionale» dei soggetti coinvolti. Il perimetro sarà composto da diversi attori, sia pubblici che privati.

I soggetti devono essere identificati entro quattro mesi dall'entrata in vigore della legge (21 novembre 2019).

Le competenze di verifica e controllo sono affidate alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, che si può avvalere dell'Agencia per l'Italia digitale. Per i soggetti privati, la responsabilità è del Ministero dello Sviluppo Economico.

- **Legge conversione “DL Clima”**

Lo scorso 13 dicembre la Legge n. 141/2019, di conversione del cosiddetto «DL Clima/Qualità dell'aria» è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 292/2019.

In sintesi, il provvedimento prevede un “buono mobilità” destinato ai residenti in comuni con emissioni inquinanti superiori alla normativa europea sulla qualità dell'aria, di 500 o 1.500 euro per chi rottama rispettivamente un motociclo o un'auto fino alla classe euro 3 entro il 31 dicembre 2021 e potrà essere usato per acquistare abbonamenti di trasporto pubblico locale o biciclette anche a pedalata assistita. Sono pure previsti un fondo per finanziare progetti di miglioramento del trasporto pubblico locale, stanziamenti per il trasporto scolastico statale e comunale con eco-sostenibili, risorse per finanziare un programma sperimentale di riforestazione, fondi per diffondere la vendita di alcuni prodotti sfusi o alla spina.

Viene prorogato al 31 dicembre 2019 il termine per l'avvio della restituzione dei tributi e dei contributi previdenziali e assistenziali non versati per effetto della cosiddetta “busta paga pesante”, nei territori del centro Italia colpiti dal sisma del 2016.

E' prevista l'istituzione di un Tavolo permanente interministeriale sull'emergenza climatica presso il Ministero dell'Ambiente, finalizzato a monitorare e adeguare ai risultati le azioni del Programma strategico nazionale per il contrasto ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria. Sono pure stabiliti obblighi di pubblicità dei dati ambientali da parte di pubbliche amministrazioni, concessionari di servizi pubblici nonché i fornitori che svolgono servizi di pubblica utilità.

- **Conversione in legge del Decreto Fiscale 2020 e Legge bilancio 2020**

Lo scorso 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 301 la Legge numero 157 del 19 dicembre 2019, di conversione in legge del Decreto Fiscale 2020 n. 124/2019.

In tema di energia, vengono fornite le disposizioni relative alla trasmissione telematica dei quantitativi di energia elettrica e gas naturale, oltre a misure per migliorare l'identificazione di mancati pagamenti delle accise sul gas naturale e l'elettricità.

Viene pure disposta l'archiviazione dei file riguardanti le fatture elettroniche e di tutti i dati rilevanti fino al 31 dicembre dell'ottavo anno successivo a quello di presentazione della fattura.

Viene stabilito il divieto di cumulo fra gli incentivi riconosciuti dal 3°, 4° e 5° Conto Energia e la detassazione fiscale prevista dalla «Tremonti Ambiente»; è definita una procedura per consentire al contribuente di mantenere il diritto a beneficiare delle tariffe incentivanti dei tre Conti Energia, rinunciando al beneficio fiscale goduto e versando una somma parametrata alla variazione in diminuzione effettuata in dichiarazione dei redditi.

Il perfezionamento della definizione comporta l'estinzione di eventuali giudizi pendenti aventi ad oggetto il recupero delle agevolazioni non spettanti.

Il successivo 30 dicembre 2019 è stata pubblicata della Gazzetta Ufficiale n. 45/L la Legge n. 160/2019 recante il «Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022».

Tra le principali disposizioni di interesse sono da segnalare la sterilizzazione dell'aumento IVA per gli anni da 2020 a 2022, la deducibilità dell'imposta municipale propria relativa agli immobili strumentali, nonché l'istituzione di un Fondo pluriennale per economia circolare, finalizzato a rilanciare gli investimenti delle pubbliche amministrazioni in riferimento all'economia circolare, alla decarbonizzazione dell'economia, alla riduzione delle emissioni, al risparmio energetico, alla sostenibilità ambientale e all'innovazione. Il fondo sarebbe aperto anche ad imprese ad “elevata sostenibilità”.

Al fine di sostenere programmi di spesa pubblica orientati all'eco-sostenibilità è prevista l'emissione di titoli di Stato cosiddetti Green, mentre per attuare il piano di riduzione dei sussidi ambientalmente dannosi viene costituita presso il Ministero dell'Ambiente un'apposita Commissione.

È pure previsto un piano di riduzione dell'impatto ambientale dei veicoli delle Pubbliche Amministrazioni, mediante l'introduzione mezzi alimentati da energia elettrica, ibrida o a idrogeno.

Per le imprese di trasporto, vengono stanziati contributi da destinare al rinnovo del parco veicolare favorendo CNG, GNL, ibrido ed elettrico ovvero a motorizzazione termica Euro 6.

Al fine di agevolare il processo di transizione digitale delle imprese, vengono ridefiniti gli incentivi fiscali previsti dal Piano Impresa 4.0. È pure previsto il credito di imposta per gli investimenti in ricerca e sviluppo, in transizione ecologica, in innovazione tecnologica 4.0 e in altre attività innovative.

Viene incrementata la dotazione del Fondo per la crescita sostenibile per la riconversione e riqualificazione produttiva delle aree di crisi industriale.

È confermata l'adozione di aliquote di accisa specifiche sui prodotti energetici impiegati nella produzione di energia elettrica.

- **Decreto-Legge n. 162/2019 «Milleproroghe»**

Lo scorso 30 dicembre 2019 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 305 il Decreto-legge n.162/2019 detto “Milleproroghe”, che dovrebbe essere convertito in legge entro la fine di febbraio 2020.

Tra le principali previsioni è incluso il rinvio della liberalizzazione dei mercati retail nei settori gas ed energia elettrica dal 1° luglio 2020 al 1° gennaio 2022, sia per le piccole e medie imprese che per clienti domestici. Il Decreto indica pure il processo di definizione, in capo al Ministero dello Sviluppo Economico, di criteri e modalità per l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali nonché per la definizione dell'Elenco dei venditori abilitati.

In tema di sicurezza cibernetica, vengono precisate alcune disposizioni in materia di definizione del perimetro di sicurezza nazionale, demandato ad un atto del Presidente del Consiglio non soggetto a pubblicazione né comunicazione.

Il Decreto prevede pure che entro la fine di febbraio 2020, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri vengano nominati, su proposta dei Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Economia e Finanze, un Commissario ed un Vicecommissario per il GSE.

- **Piano Integrato Energia e Clima (PNIEC)**

La versione finale del PNIEC è stata notificata dall'Italia alla Commissione Europea all'inizio del mese di gennaio 2020, che fa seguito all'invio della proposta iniziale lo scorso gennaio 2019,

I principali target complessivi di decarbonizzazione del paese per il 2030 sono così riassumibili:

- quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia pari al 30%;
- quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia nei trasporti pari al 22%;
- quota di energia incrementale da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento pari al 1,3%; annuo (indicativo);
- riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 (precedente alla crisi economica del 2008) pari al 43% (indicativo);
- riduzione delle emissioni di gas-serra per i settori non rientranti nell'Emission Trading System rispetto alle emissioni del 2005 pari ad almeno il 33%;
- livello di interconnessione elettrica con gli stati confinanti pari ad almeno il 10%;
- l'obiettivo indicativo di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di elettricità è pari al 55%.

Non si ravvisano quindi particolari differenze per i temi rilevanti rispetto alla proposta iniziale inviata lo scorso gennaio 2019, salvo ulteriori incrementi degli obiettivi di generazione di energia elettrica da fonte eolica e solare, alcuni riferimenti più puntuali sullo snellimento degli iter autorizzativi per impianti nuovi ovvero oggetto di repowering e infrastrutture di trasmissione.

Viene confermato il piano di uscita dalla generazione elettrica a carbone entro il 2025, mentre non è specificato l'apporto all'incremento di capacità di generazione da fonte eolica relativa al repowering, come invece richiesto dalla Commissione europea lo scorso giugno.

Regno Unito

Elezioni generali

Le elezioni generali nel Regno Unito del 2019 si sono tenute il 12 dicembre per eleggere i 650 membri della Camera dei comuni che compongono il 58° Parlamento del Regno Unito.

Il Partito Conservatore, con il 44% delle preferenze, ha ottenuto 365 seggi in Parlamento, contro i 203 seggi dei Laburisti, i 48 degli indipendentisti scozzesi e gli 11 dei Liberal-democratici.

Il principale risultato dell'esito del voto si traduce nel consolidamento del piano di uscita del Regno Unito dall'Unione Europea il 31 gennaio 2020.

BREXIT

Il 29 gennaio 2020 il parlamento UE ha ratificato l'accordo di uscita dell'UK dall'UE. Dal 1° febbraio 2020, l'UK è ufficialmente un Paese terzo rispetto all'Unione; partono quindi le trattative per un accordo commerciale complessivo, per il cui sviluppo le parti avranno a disposizione circa un anno di tempo.

Per effetto dell'attuale accordo-quadro, che non prevede la definizione di un confine "rigido" tra la Repubblica d'Irlanda e l'Irlanda del Nord, i rischi di una possibile divisione del mercato elettrico I-SEM dell'isola d'Irlanda sembrano ad oggi scongiurati.

Francia

Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)

La nuova versione della PPE è stata emessa in bozza a gennaio 2019. Il documento presentato prevede che entro il 2030 la capacità installata della generazione elettrica da fonte eolica onshore venga triplicata e la capacità PV quintuplicata, mentre per l'offshore prevede la costruzione del Parco Saint-Nazaire e 4 aste per nuovi progetti. Gli obiettivi specifici per l'eolico onshore indicano:

- per il 2023, 24,6 GW
- per il 2028, da 34,1 a 35,6 GW
- misure per incoraggiare il rilancio dell'operatività dei parchi eolici a fine vita, installando macchine di ultima generazione e quindi più efficienti.

È inoltre prevista l'implementazione entro il 2023 di una disposizione che obbliga a riciclare i materiali utilizzati nelle turbine eoliche smantellate.

Riguardo all'energia nucleare, la PPE prevede la chiusura di reattori per una potenza pari a 14,9 GW entro il 2035 inclusi due reattori entro l'estate 2020, la chiusura di 4-6 reattori dal 2025 al 2030 e 6-8 reattori tra il 2030 ed il 2035.

La PPE dovrebbe essere finalizzata entro il primo trimestre del 2020, a valle della procedura di consultazione e dell'intervenuta approvazione della Loi Énergie Climat, che prevede tra l'altro la diminuzione al 50% entro il 2035 dell'incidenza del nucleare sulla produzione di energia elettrica e l'obiettivo della neutralità carbonica in Francia entro il 2050.

In seguito alle rivelazioni della stampa francese su alcune spese ingiustificate, il Ministro della Transizione ecologica, François de Rugy, ha presentato il 16 luglio le proprie dimissioni. Al suo posto è stata nominata Elisabeth Borne, che ricopre la carica di ministro dei Trasporti.

Germania

Accordo di coalizione su 8 GW di aste aggiuntive per energia eolica e solare

A fine 2018 la coalizione di governo in Germania ha trovato un accordo sull'incremento dei contingenti ad aste eoliche, solari e tecnologicamente neutre.

Per l'eolico on-shore, l'incremento complessivo è pari a 4 GW; ulteriori 4 GW saranno messi ad asta per il solare fotovoltaico.

Metà dei volumi delle aste *technologically neutral*, indipendentemente dal fatto che vengano aggiudicati da wind o PV, saranno sottratti dai volumi delle aste "dedicate" alle singole tecnologie dell'anno successivo.

Climate Protection Programme - Climate Protection Law e National fuel emissions trading scheme law

A fine novembre 2019 il Consiglio dei governi statali (Bundesrat) ha approvato due elementi portanti del Climate Protection Programme del Governo, mirato ad agevolare il raggiungimento dei target di decarbonizzazione e supportare l'industria tedesca dell'eolico che da qualche anno si trova in difficoltà.

La *Climate Protection Law* è una legge-quadro che converte in legge gli obiettivi di decarbonizzazione per il 2030 (- 55% di emissione di gas ad effetto serra) e di neutralità carbonica entro il 2050, assegnando «budget» annuali di emissioni specifici per settore per il periodo 2020-2050,

La *National fuel emissions trading scheme law* prevede la valorizzazione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori di trasporto e dell'edilizia come strumento per raggiungere gli obiettivi climatici. Saranno le aziende che mettono in circolazione carburanti ovvero i fornitori di carburanti a pagare i permessi di emissione (*upstream approach*). Il prezzo dei permessi partirà da €25/t dal 2021 per raggiungere €30 in 2022, €35 in 2023, €45 in 2024 e €55/t nel 2025; successivamente, sarà adottata un'asta, inizialmente nell'intervallo 55-60 €/t.

Piano per l'abbandono della generazione di energia elettrica da lignite

A metà gennaio 2020 il Governo federale e i quattro stati "carboniferi" Sassonia-Anhalt, Sassonia, Nord Reno-Westfalia e Brandeburgo hanno raggiunto un accordo per l'uscita dalla lignite nella generazione di energia elettrica.

L'accordo, che verrà presentato a breve al *Bundestag* e dopo al *Bundesrat* per un'approvazione definitiva entro giugno 2020, prevede un programma di progressiva chiusura di tutte le centrali elettriche alimentate

a lignite terminante nel 2038 ma con l'intenzione di anticipare la scadenza al 2035.

Vengono previste compensazioni dirette alle regioni interessate dal programma quantificate in 14 miliardi di euro; in parallelo, sono previste ulteriori misure indirette per 26 miliardi di euro per il sostegno sociale ed economico dei territori nella fase di transizione.

A tali importi si aggiungono indennizzi rivolti alle due holding proprietarie degli impianti a lignite – RWE ed EPH - per un totale di circa 4,35 miliardi di euro.

Il cronoprogramma prevederebbe la fermata entro il 2022 di 8 impianti per un totale di 2,8 GW, di 1,3 miliardi per il triennio 2025-2027, 1.600 MW nel 2028 e 2.800 MW nel 2029.

Le restati centrali, di capacità complessiva pari a 7.300 MW, verranno fermate tra il 2030 e il 2038.

Per quanto riguarda l'uscita dal carbone a più alto potere calorifico (antracite), una prima bozza di legge prevede il ricorso ad aste per rimuovere progressivamente tale fonte fossile.

La produzione elettrica sarà compensata dallo sviluppo di impianti di generazione alimentati da rinnovabili (in particolare eolici e fotovoltaici) e a gas, oltre ad un gruppo a carbone di ultima generazione da 1.100 MW.

Il programma di phase-out della lignite accordato non sarà comunque sufficiente alla Germania per rispettare gli obiettivi dichiarati di decarbonizzazione.

PROSPETTI CONTABILI

Conto economico

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 dei principi IFRS 16 e IFRS 9, nonché degli *special items*, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo.

Si ricorda che il presente documento riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2019 delle società acquisite nel corso dell'esercizio.

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

(milioni di Euro)		Reported		Adjusted	
		2019	2018	2019	2018
Ricavi	1	1.021,6	1.023,7	1.021,6	1.026,7
Altri proventi	2	22,8	21,9	14,5	22,8
Ricavi Totali		1.044,4	1.045,6	1.036,1	1.049,5
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(290,8)	(327,2)	(290,8)	(327,2)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(190,5)	(172,0)	(176,6)	(167,3)
Costi del lavoro		(67,1)	(66,8)	(65,0)	(64,3)
Margine Operativo Lordo		495,9	479,6	503,7	490,6
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(306,0)	(274,1)	(298,8)	(274,8)
Risultato operativo netto		189,9	205,5	204,9	215,8
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(137,1)	(61,4)	(61,2)	(69,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0,5)	(0,1)	0,1	(0,1)
Risultato prima delle imposte		52,3	144,0	143,8	146,1
Imposte sul reddito	7	(19,5)	(39,7)	(38,9)	(39,0)
Risultato netto attività continue		32,8	104,3	104,9	107,1
Risultato netto attività cedute	8	0,0	28,4	0,0	0,0
Risultato netto di periodo		32,8	132,8	104,9	107,1
Risultato di azionisti terzi		(1,2)	(0,1)	(1,2)	(0,1)
Risultato netto di Gruppo		31,6	132,6	103,6	107,0

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

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

I ricavi **del 2019** sono pari a 1.022 milioni in lieve diminuzione rispetto ai 1.024 milioni del 2018, che non includevano i ricavi della società Brockaghboy Windfarm Ltd, ceduta nel primo trimestre 2018, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5.

I **ricavi adjusted del 2019** sono pari a 1.022 milioni in lieve diminuzione rispetto ai 1.027 milioni del 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+24 milioni) del **settore Eolico** in aumento principalmente a seguito delle maggiori produzioni sia per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero (complessivamente 414 milioni verso 389 milioni);
- l'incremento del **settore Solare** (+33 milioni), a seguito dell'ulteriore crescita nel settore dovuta all'acquisizione di due impianti fotovoltaici di capacità installata pari a 51,4 MW (71 milioni verso 38 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte diminuzione rispetto al 2018 (-75 milioni) a seguito della ridotta idraulicità del periodo rispetto a quella particolarmente elevata del 2018 (119 milioni verso 194 milioni);
- l'incremento (+14 milioni) del **settore Termoelettrico** (418 milioni verso 405 milioni).

2 – Altri proventi

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

Gli **altri proventi adjusted** non includono il rilascio parziale del "fondo Business dismessi" (8 milioni) in considerazione del pronunciamento favorevole nell'ambito di un contenzioso di natura fiscale, come meglio commentato nelle Note al bilancio, al quale si rimanda per maggiori dettagli.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

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

I **costi per servizi adjusted** nel 2019 non includono:

- oneri accessori principalmente correlati alle acquisizioni avvenute nel corso del 2019 relative a due impianti fotovoltaici in Italia e a parchi eolici operativi in Francia e Germania (+9 milioni);
- maggiori accantonamenti legati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico relativo al 2019 e agli anni precedenti e oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero (+14 milioni);

I valori adjusted inoltre includono i costi per canoni di locazione che non sono compresi nei valori reported in applicazione dell'IFRS 16.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

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

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione di nuovi impianti fotovoltaici ad inizio 2019 ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia e in Germania nel 2019.

Gli **ammortamenti adjusted** non includono gli ammortamenti dei diritti di utilizzo rilevati ai fini dell'IFRS 16 (+7 milioni).

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del 2019 sono stati pari a 137 milioni, in aumento rispetto al 2018 (61 milioni) principalmente per gli oneri finanziari straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management effettuate nel 2019 nonché per i già commentati effetti dell'applicazione del principio IFRS 16 dal 1° gennaio 2019 e dall'effetto reversal delle rettifiche legate all'applicazione del principio IFRS 9.

Si evidenzia inoltre che una parte significativa degli oneri straordinari sostenuti a fronte del programma di Liability Management è da attribuirsi allo storno del reversal della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento derivato IRS.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del 2019 sono stati pari a 61 milioni, in diminuzione rispetto al 2018 (70 milioni).

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2019 si è attestato al 2,7% rispetto al 3,1% del 2018 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso del secondo trimestre 2019. La remunerazione della liquidità investita è stata minore rispetto a quella del 2018 a seguito sia dell'andamento dei tassi di interesse sia a causa della minor liquidità gestita.

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

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

- oneri (-66 milioni) relativi alla chiusura di project financing e di correlati strumenti derivati IRS.
- oneri finanziari (-4 milioni), legati all'effetto reversal rilevato in applicazione dell'IFRS 9 e relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti;
- oneri finanziari (-2 milioni) relativi al *prepayment* di un finanziamento Corporate avvenuto nel primo trimestre 2019.

Inoltre non sono inclusi gli oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall' IFRS 16 (-4 milioni), come meglio commentato nel relativo paragrafo di approfondimento.

7 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del 2019 sono risultate pari a 20 milioni rispetto ai 40 milioni del 2018.

Le **imposte sul reddito *adjusted*** del 2019 sono risultate pari a 39 milioni in linea con il 2018. Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 27% (27% nel 2018).

Il *tax rate* si è attestato in linea con il 2018 a seguito della reintroduzione del beneficio fiscale ACE (Aiuto alla Crescita Economica) con effetto retroattivo al 1° gennaio 2019.

8 – Risultato netto attività cedute

Si ricorda che nel corso del 2018 il Gruppo aveva ceduto la partecipazione in Brockaghboy Windfarm Ltd realizzando una plusvalenza pari a 27 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione erano state esposte, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, nel risultato netto delle attività operative cedute.

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 2019 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 78 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 77 milioni.

Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	Reported		Adjusted		
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	
Capitale immobilizzato	1	3.500,6	3.273,6	3.422,2	3.273,6
Capitale circolante operativo netto	2	125,6	179,3	125,6	179,3
Fondi per benefici ai dipendenti		(5,4)	(5,8)	(5,4)	(5,8)
Altre attività	3	208,6	291,7	210,6	291,7
Altre passività	4	(489,5)	(567,0)	(489,5)	(567,0)
Capitale investito netto		3.340,1	3.171,8	3.263,5	3.171,8
Patrimonio netto di Gruppo		1.774,6	1.828,8	1.775,6	1.828,8
Patrimonio netto di terzi	5	11,5	0,0	11,5	0,0
Indebitamento finanziario netto <i>Adjusted</i>	6	1.553,9	1.343,0	1.476,4	1.343,0
Mezzi propri e debiti finanziari		3.340,1	3.171,8	3.263,5	3.171,8

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2018	930,8	2.288,3	54,5	3.273,6
Investimenti	4,2	63,7	0,0	67,9
Variazioni area di consolidamento	257,5	124,4	0,0	381,9
Disinvestimenti e altre variazioni	(10,7)	9,1	(1,0)	(2,6)
Ammortamenti	(71,1)	(227,7)	0,0	(298,8)
IFRS 16	0,0	78,5	0,0	78,5
Capitale immobilizzato al 31/12/2019	1.110,7	2.336,3	53,6	3.500,6
Rettifica impatto IFRS 16	0,0	(78,5)	0,0	(78,5)
Capitale immobilizzato adjusted al 31/12/2019	1.110,7	2.257,8	53,6	3.422,2

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia e di parchi eolici in Francia e Germania consolidati integralmente dal 1° gennaio 2019.

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

I valori al 31 dicembre 2019 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 78 milioni.

2 - Capitale circolante operativo netto

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

La diminuzione rispetto al 31 dicembre è dovuta principalmente agli incassi degli incentivi relativi alle produzioni dei primi dieci mesi del 2019, a seguito dell'adeguamento delle tempistiche di incasso delle tariffe incentivanti per il settore eolico e idroelettrico.

3 - Altre attività

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

4 - Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

L'incremento dell'anno è legato principalmente allo stanziamento della passività fiscale differita rilevata nell'ambito dell'esercizio di *purchase price allocation* relativo alla già commentata *business combination*.

5 – Patrimonio Netto di terzi

L'incremento delle minorities nel 2019 è legato alla già commentata acquisizione della partecipazione non totalitaria (78,5%) di Andromeda S.r.l. (*business combination* "Andromeda").

6 - Indebitamento finanziario netto

Riepilogo indebitamento del Gruppo (milioni di Euro)	Reported		Adjusted	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.100,9	1.832,2	2.030,8	1.832,2
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(547,0)	(489,2)	(554,4)	(489,2)
TOTALE	1.553,9	1.343,0	1.476,4	1.343,0

Emission Bond e operazioni di refinancing

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

L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

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

ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings pari a BBB- anche l'emissione ha beneficiato del rating BBB- da parte di Fitch Ratings.

Grazie alla liquidità derivante dall'emissione del bond, dalla sottoscrizione di un finanziamento corporate bilaterale a 5 anni con Commerzbank e dalla liquidità disponibile generata dal gruppo ERG, nella prima parte del secondo trimestre 2019 il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato dei seguenti finanziamenti:

- finanziamento in capo alla società ERG Wind Investments Ltd il cui valore residuo nominale al momento del rimborso era pari a 461 milioni¹⁹. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value negativo a fine periodo era pari a 53 milioni; al finanziamento faceva riferimento anche una posta di fair value positiva iscritta in sede di primo consolidamento pari a 43 milioni
- finanziamento in capo alla società ERG Power S.r.l. il cui valore residuo nominale al momento del rimborso era pari a 49 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 2 milioni.

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

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

¹⁹ Il valore netto contabile era pari a 417 milioni, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 44 milioni di Euro

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2019	31/12/2018
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	675,8	794,0
Quota corrente finanziamenti bancari	(7,8)	(162,0)
Debiti finanziari a medio-lungo termine	655,0	204,8
Totale	1.323,0	836,8
Totale Project Financing	812,1	1.177,6
Quota corrente Project Financing	(104,3)	(146,2)
Project Financing a medio-lungo termine	707,8	1.031,4
Crediti finanziari a lungo termine	0,0	(36,1)
Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	70,1	0,0
Totale indebitamento finanziario reported	2.100,9	1.832,2
Rettifica impatto IFRS 16	(70,1)	0,0
Totale indebitamento finanziario adjusted	2.030,8	1.832,2

- I “**Debiti verso banche a medio-lungo termine**” al 31 dicembre 2019 sono pari a 676 milioni di Euro (794 milioni al 31 dicembre 2018) e si riferiscono a:
 - tre *corporate loan* bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed Unicredit S.p.a. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del *corporate acquisition loan* sottoscritto per l’acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).
 - un *corporate loan* con Mediocredito (57 milioni) a fronte dell’estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite nel mese di gennaio 2018.
 - due *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con BNL (120 milioni) sottoscritto nel quarto trimestre 2018, e con Credit Agricole (120 milioni), sottoscritto nel primo trimestre 2019, con l’obiettivo di supportare l’ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche.
 - un *corporate loan* con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo trimestre 2019 nell’ambito delle attività di Liability Management.

Si precisa che nel primo trimestre 2019 è stato inoltre rimborsato anticipatamente un *corporate acquisition loan* di 291 milioni di Euro sottoscritto nel 2015 con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali funzionale all’acquisizione dell’intero business idroelettrico di E.ON Produzione, ora ERG Hydro S.r.l.

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

- La **quota corrente mutui e finanziamenti** (8 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.
- I “**Debiti finanziari a medio-lungo termine**”, pari a 655 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:
 - passività nette derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 40 milioni (88 milioni al 31 dicembre 2018). Il significativo decremento di tale voce è riconducibile al rimborso anticipato del finanziamento in capo alla società ERG Wind Investments, coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 53 milioni avvenuto nel secondo trimestre 2019;
 - passività derivante dall’emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni²⁰)

²⁰ Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato

effettuato nel 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia.

- passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario (“Green Bond”) di importo pari a 496¹⁸ milioni della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN).
 - passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (5 milioni).
- I debiti per “**Totale Project Financing**” (812 milioni al 31 dicembre 2019) sono relativi a:
 - finanziamenti per 284 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del primo trimestre, alle società acquisite nel 2018 dal gruppo ForVei (Solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
 - finanziamenti per 528 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica l’IFRS 9. Con riferimento ai principali effetti sul Gruppo si precisa che l’applicazione del principio non consente di differire gli effetti economici della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data: ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, in contropartita alla riduzione del debito corrispondente. L’applicazione del principio ha comportato la riduzione dei debiti per finanziamenti alla data di transizione (1° gennaio 2018) per 7 milioni in contropartita di un maggiore patrimonio netto di apertura, al netto dei relativi effetti fiscali.

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell’effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 31 dicembre 2019 risulta essere pari a 8 milioni.

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

Nel corso del primo trimestre 2019 è stata incassata anticipatamente la componente del corrispettivo di cessione di TotalErg ad api S.p.A pari al valore nominale di 36 milioni.

L’indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2019	31/12/2018
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a breve termine	0,1	20,1
Quota corrente finanziamenti bancari	7,8	162,0
Altri debiti finanziari a breve termine	9,3	3,9
Passività finanziarie a breve termine	17,2	185,9
Disponibilità liquide	(521,9)	(611,4)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(22,4)	(47,1)
Attività finanziarie a breve termine	(544,3)	(658,5)
Project Financing a breve termine	104,3	146,2
Disponibilità liquide	(131,6)	(162,8)
Project Financing	(27,3)	(16,6)
Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	7,4	0,0
Totale indebitamento finanziario reported a breve termine	(547,0)	(489,2)
Rettifica impatto IFRS 16	(7,4)	0,0
Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(554,4)	(489,2)

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

Le attività finanziarie a breve termine includono inoltre depositi a garanzia sull’operatività su strumenti derivati

“futures”.

L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nel corso del 2019 principalmente per le acquisizioni avvenute nel periodo e per il pagamento dei dividendi agli azionisti.

Flussi finanziari

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

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

	Anno	
	2019	2018
	<i>(importi in milioni)</i>	
Margine operativo lordo adjusted	503,7	490,6
Variazione capitale circolante	49,2	(114,0)
Cash Flow Operativo	552,9	376,6
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(67,9)	(60,2)
Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(364,0)	(449,4)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
Cessione partecipazione TotalErg	-	179,5
Cessione net assets Brockaghboy	-	105,7
Disinvestimenti e altre variazioni	2,1	(0,2)
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(429,8)	(224,5)
Proventi (oneri) finanziari	(61,2)	(69,7)
Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43,5)	
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	(0,1)
Cash Flow da gestione finanziaria	(104,6)	(69,8)
Cash Flow da gestione Fiscale	(41,0)	(20,5)
Distribuzione dividendi	(112,4)	(171,1)
Altri movimenti di patrimonio netto	1,2	1,4
Cash Flow da Patrimonio Netto	(111,1)	(169,7)
Variazione area di consolidamento	0,2	(2,4)
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.343,0	1.232,7
<i>Variazione netta</i>	<i>133,4</i>	<i>110,3</i>
Indebitamento finanziario netto finale	1.476,4	1.343,0

Il **Cash Flow operativo** del **2019** è positivo per 553 milioni, in aumento di 176 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico, che hanno portato all'incasso degli incentivi relativi ai primi dieci mesi del 2019. Si ricorda inoltre che il flusso di cassa del 2018 risentiva del pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi.

Il **Cash flow da investimenti** del **2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW da Soles Montalto GmbH (220 milioni), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni) e Germania (84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (68 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. La gestione finanziaria include anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.476 milioni**, in aumento (133 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (364 milioni)

a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), il pagamento delle imposte (41 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (492 milioni) anche a seguito della riduzione dei tempisti di incasso degli incentivi in Italia.

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019 il Gruppo applica il Principio IFRS 16.

Il nuovo principio introduce un unico modello di contabilizzazione dei leasing nel bilancio dei locatari secondo cui il locatario rileva un'attività che rappresenta il diritto di utilizzo del bene sottostante e una passività che riflette l'obbligazione per il pagamento dei canoni di locazione. Sono previste delle esenzioni all'applicazione dell'IFRS 16 per i leasing a breve termine e per quelli di attività di modesto valore. Le modalità di contabilizzazione per il locatore restano simili a quelle previste dal principio attualmente in vigore, ossia il locatore continua a classificare i leasing come operativi o finanziari.

L'IFRS 16 sostituisce le attuali disposizioni in materia di leasing, compresi lo IAS 17 Leasing, l'IFRIC 4 Determinare se un accordo contiene un leasing, il SIC-15 Leasing operativo-Incentivi e il SIC-27 La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing.

Il Gruppo ha applicato l'IFRS 16 dalla data di prima applicazione (ossia il 1° gennaio 2019) utilizzando il metodo retroattivo modificato. Pertanto, l'effetto cumulativo dell'adozione dell'IFRS 16 è stato rilevato a rettifica del saldo di apertura al 1° gennaio 2019, senza rideterminare le informazioni comparative.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing operativi e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo Principio ha modificato la natura e 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 quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 9 milioni nel 2019;
- l'incremento (78 milioni al 31 dicembre 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 77 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo patrimoniale di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, al fine di rappresentare la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel Conto Economico adjusted, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi e in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi.

Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione "Indicatori alternativi di performance".

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal Resoconto intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività ;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per

Diritto di utilizzo (“right of use”);

- **L’indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati. Fino al 31 dicembre 2018 l’indicatore comprendeva inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg;
- **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

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

	Anno	
	2019	2018
MARGINE OPERATIVO LORDO		
Margine operativo lordo Attività continue	495,9	479,6
<i>Contributo Discontinued operation (Brockaghboy) ⁽¹⁾</i>	-	3,3
Margine operativo lordo IAS Reported	495,9	482,9
Esclusione Special Items:		
Corporate		
- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽²⁾	9,3	2,7
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	(0,9)	-
- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	7,2	-
- Storno rilascio fondo Business dismissi ⁽⁵⁾	(8,2)	-
- Storno oneri ERG80	-	5,1
Termoelettrico		
- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	-	-
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	(1,0)	-
Idroelettrico		
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	(0,2)	-
Solare		
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	(0,4)	-
Eolico		
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	(6,5)	-
- Storno accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	8,5	-
Margine operativo lordo adjusted	503,7	490,6

	Anno	
	2019	2018
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
Ammortamenti attività continue	(306,0)	(274,1)
<i>Contributo Discontinued operation (Brockaghboy) ⁽¹⁾</i>	-	(0,7)
Ammortamenti e svalutazioni	(306,0)	(274,8)
Esclusione Special Items:		
- Rettifica impatto IFRS 16 ⁽³⁾	6,7	-
- Storno ammortamenti su Business dismissi ⁽⁵⁾	0,5	-
Ammortamenti adjusted	(298,8)	(274,8)

	Anno	
	2019	2018
RISULTATO NETTO DI GRUPPO		
Risultato netto di Gruppo	31,6	132,6
Esclusione Special Items:		
<i>Esclusione impatto IFRS 16 ⁽³⁾</i>	1,0	-
<i>Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾</i>	5,4	-
<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate / Germany ⁽⁶⁾</i>	2,0	-
<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind ⁽⁶⁾</i>	49,4	-
<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power ⁽⁶⁾</i>	1,5	-
<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽²⁾</i>	8,7	2,2
<i>Esclusione Oneri ERG80</i>	-	4,4
<i>Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK</i>	-	(26,4)
<i>Esclusione differenze cambio su cessione UK</i>	-	0,2
<i>Esclusione oneri correlati a Business dismissi ⁽⁵⁾</i>	(5,1)	-
<i>Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾</i>	6,4	-
<i>Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9 ⁽⁷⁾</i>	2,7	(6,0)
Risultato netto di Gruppo adjusted	103,6	107,0

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati assoggettati a quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nel presente documento, per agevolare la comprensione dei dati comparativi, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 07 marzo 2018 dagli *assets* ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione sulla gestione del Bilancio 2018.

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente principalmente correlati alle acquisizioni avvenute nel corso del 2019 relative a due impianti fotovoltaici in Italia e a parchi eolici operativi in Francia e Germania.
- Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.
- Accantonamenti avvenuti nel periodo correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e rilascio parziale sul Fondo Business dismessi dal Gruppo.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond. Si evidenziano in particolare gli oneri rilevati in conseguenza della chiusura del project financing ERG Wind Investment e legati al reversal (43 milioni²¹) della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento IRS (23 milioni¹⁸, al netto del reversal della riserva di primo consolidamento)
- 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 2019 di un onere finanziario netto per circa 4 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 ANNO 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.021,6	-	-	-	1.021,6
Altri proventi	22,8	-	-	(8,2)	14,5
Ricavi totali	1.044,4	-	-	(8,2)	1.036,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(290,8)	-	-	-	(290,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(190,5)	(9,0)	-	22,9	(176,6)
Costi del lavoro	(67,1)	-	-	2,1	(65,0)
Margine operativo lordo	495,9	(9,0)	-	16,8	503,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(306,0)	6,7	-	0,5	(298,8)
Risultato operativo	189,9	(2,3)	-	17,2	204,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(137,1)	3,7	3,5	68,7	(61,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,5)	-	-	0,7	0,1
Risultato prima delle imposte	52,3	1,4	3,5	86,6	143,8
Imposte sul reddito	(19,5)	(0,4)	(0,8)	(18,2)	(38,9)
Risultato netto attività continue	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato di azionisti terzi	(1,2)	-	-	-	(1,2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	31,6	1,0	2,7	68,4	103,6

²¹ Al lordo dell'effetto fiscale

Conto Economico ANNO 2018

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.023,7	2,9	-	1.026,7
Altri proventi	21,9	0,9	-	22,8
Ricavi totali	1.045,6	3,8	-	1.049,5
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(327,2)	(0,0)	-	(327,2)
Costi per servizi e altri costi operativi	(172,0)	(0,6)	5,3	(167,3)
Costi del lavoro	(66,8)	-	2,5	(64,3)
Margine operativo lordo	479,6	3,3	7,8	490,6
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(274,1)	(0,7)	-	(274,8)
Risultato operativo	205,5	2,6	7,8	215,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(61,4)	(0,6)	(7,7)	(69,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,1)	26,7	(26,7)	(0,1)
Risultato prima delle imposte	144,0	28,7	(26,6)	146,1
Imposte sul reddito	(39,7)	(0,2)	1,0	(39,0)
Risultato netto attività continue	104,3	28,4	(25,6)	107,1
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	-
Risultato netto di periodo	132,8	-	(25,6)	107,1
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	132,6	-	(25,6)	107,0

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2019

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
22 gennaio 2020	Corporate	ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA" , rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI") , una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). In aggiunta ERG con il 35mo posto si conferma tra le top 50 aziende al mondo nel Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the world Index e ha mantenuto il rating B di CDP Climate Change.	Comunicato Stampa del 22.01.2020
24 febbraio 2020	Eolico Francia	Acquisizione del 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW.	Comunicato Stampa del 24.02.2020
5 marzo 2020	Eolico Polonia	Acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Wp. Z.o.o. , società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW.	Comunicato Stampa del 05.03.2020
9 marzo 2020	Corporate	In data 9 marzo 2020, con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del Covid-19 ed alle conseguenti restrizioni a tutto il territorio nazionale, ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (Smart Working) a tutti i giorni lavorativi della settimana sino al 3 aprile 2020. Tale possibilità è stata estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane del Gruppo laddove tale modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate, assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi.	

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2020:

- **Eolico:** ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia. Il risultato all'estero sarà sostanzialmente in linea a quello del 2019 alla luce delle previsioni anemologiche stimate su base statistica leggermente meno favorevoli, compensate dal contributo dei neo-acquisiti parchi eolici in Francia (38 MW), in un contesto di scenario prezzi favorevole. In Italia il margine operativo lordo è previsto in linea al 2019 a seguito dei maggiori prezzi dell'incentivo che compenseranno l'uscita ad inizio dell'anno dal sistema incentivante di ulteriori 26MW, ed una ventosità prevista in leggera diminuzione. Il risultato operativo lordo complessivo del Wind è pertanto atteso sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente.
- **Solare:** ERG nel 2020 beneficerà di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management, e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti. Si stima per l'intero esercizio 2020 un Margine Operativo Lordo in leggera crescita rispetto al 2019.
- **Idroelettrico:** per tale asset si prevedono volumi stimati su base statistica decennale più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi del 2019, detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Inoltre il risultato beneficerà anche del maggior prezzo dell'incentivo su almeno il 40% delle produzioni. Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in aumento rispetto ai valori del 2019.
- **Termoelettrico:** la previsione del risultato 2020 risentirà rispetto al 2019 di uno scenario prezzi e margini meno favorevole, e della contrazione dei volumi dei titoli di efficienza energetica a seguito dell'uscita dal periodo di cogeneratività ad alto rendimento di uno dei due moduli dell'impianto. Questi effetti saranno in parte compensati dal miglioramento dell'efficienza operativa anche a seguito della fermata programmata avvenuta nel quarto trimestre del 2019, e dall'attività di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento. Complessivamente si prevede un Margine Operativo Lordo in contrazione rispetto al 2019.

Per l'esercizio 2020 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 500 e 520 milioni di Euro (€504 milioni di Euro nel 2019) grazie ad una previsione di maggiori volumi nell'Hydro, al maggior prezzo dell'incentivo sia nel Wind che nell'Hydro, al contributo dei nuovi parchi eolici all'estero e ad azioni di efficienza operativa ed energy management. Tali effetti positivi vengono in parte compensati principalmente nel Wind da un perimetro incentivato in diminuzione in Italia, e da scenari prezzi e previsioni anemologiche meno favorevoli, nonché da una redditività attesa inferiore nel Termoelettrico.

Con riferimento agli scenari prezzi, da segnalare il potenziale effetto depressivo sui valori sulle commodities scaturiti dagli effetti dell'emergenza mondiale del Covid-19. In tale ambito, con riferimento alla gestione 2020, si evidenzia che una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei Clean Spark Spreads legati alle produzioni termoelettriche sono state già oggetto di vendita a termine, in linea con le hedging policy di rischio del Gruppo.

Gli investimenti per il 2020 sono previsti nel range compreso tra 185 e 215 milioni di Euro, in riduzione rispetto agli importi del 2019 caratterizzati principalmente da operazione M&A. Gli investimenti del 2020, al contrario, saranno relativi allo sviluppo di investimenti *greenfield* con la costruzione dei parchi in Gran Bretagna per circa 120 MW, in Polonia per 38 MW ed in Francia per 28 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta.

La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento che si attesterà in un range tra 1,36 e 1,44 miliardi (1,48 miliardi nel 2019), per minori investimenti previsti in M&A, minori oneri finanziari grazie ai pieni effetti delle operazioni di *liability management* a valle dell'emissione del Green Bond nel corso del 2019, ed inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,75€ per azione.



Estratto Dichiarazione Consolidata di carattere Non Finanziario 2019



DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA

La governance della sostenibilità

Il Gruppo ERG ha definito un insieme di documenti che rappresentano i valori su cui si fonda il proprio modo di fare impresa:

- Il Codice Etico, adottato per la prima volta nel 2004, nel 2018 è giunto alla quinta edizione ed è stato approvato dai Consigli di Amministrazione di tutte le società del Gruppo;
- la Sustainability Policy la cui terza edizione aggiornata è stata approvata a fine 2019;
- la Human Rights Policy approvata a livello di Gruppo a fine 2018.

La Governance della sostenibilità è delegata al Sustainability Committee che guida e monitora tutte le attività di sostenibilità, con le responsabilità di:

- definire gli indirizzi di sostenibilità di Gruppo e promuovere progettualità di responsabilità sociale d'impresa (CSR);
- approvare, monitorare e valutare gli obiettivi di sostenibilità e le aree prioritarie di intervento relative alla CSR;
- approvare l'analisi di materialità, le tempistiche e le modalità di comunicazione della Dichiarazione sulle Informazioni non Finanziarie e delle iniziative di CSR.

Fanno parte del Sustainability Committee: il Presidente, il CEO, il Vicepresidente Esecutivo e tutti i primi riporti del CEO.

Nel corso del 2019, il Sustainability Committee si è riunito due volte per approvare l'aggiornamento della Sustainability Policy, dell'analisi di materialità, le strategie di sostenibilità ed i correlati obiettivi.

La dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

Il processo di raccolta delle informazioni e dei dati avviene sotto la guida del Sustainability Committee attraverso la funzione dedicata Corporate Social Responsibility e coinvolge tutte le funzioni e Società del Gruppo rientranti nel perimetro di riferimento.

La dichiarazione non finanziaria contiene informazioni relative ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta contro la corruzione, nella misura utile ad assicurare la comprensione delle attività svolte dal Gruppo ERG, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto prodotto dalle stesse. Inoltre, sono oggetto di analisi i principali rischi, generati o subiti, connessi ai suddetti temi e che derivano dalle attività dell'impresa.

La rendicontazione non finanziaria riflette il principio di materialità o rilevanza. A tale riguardo nel corso dell'anno la matrice di materialità è stata aggiornata al fine di confermare o rivedere le tematiche significative già individuate nel 2018. L'analisi ha sostanzialmente confermato le tematiche identificate negli anni precedenti.

La Dichiarazione Consolidata di carattere non finanziario è stata redatta secondo i "GRI Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016 dal GRI Global Reporting Initiative. Il perimetro dei dati economici risulta essere lo stesso del Bilancio Consolidato del Gruppo ERG costituito da ERG S.p.A. e dalle sue controllate consolidate integralmente, con riferimento all'esercizio chiuso il 31 dicembre 2019.

Principali indicatori di performance

		Anno	
		2019	2018
CO₂ evitata			
CO ₂ evitata	kt	3.086	3.029
		Anno	
		2019	2018
Emissioni in atmosfera			
Carbon index Gruppo	gCO ₂ /kWh	145	135
Emissioni Scope 1 generate dalla produzione di energia	kt	1.555	1.008
Indice CO ₂ impianto termoelettrico	kt CO ₂ /Gwheq	0,396	0,399
		Anno	
		2019	2018
Consumi energetici			
Consumi energetici indiretti totali	GWh	24,9	20,3
di cui: % Energia elettrica proveniente da fonti green		89%	86%
Emissioni indirette - Scope 2 (market based)	kt	1,4	1,5
		Anno	
		2019	2018
Rifiuti			
Rifiuti esitati	kt	4.297	4.591
% rifiuti esitati avviati a recupero		88%	82%
% rifiuti esitati non pericolosi		97%	94%
		Anno	
		2019	2018
Persone			
Dipendenti	n.	754	737
Dipendenti con contratto a tempo indeterminato	n.	99,7%	99,7%
% occupazione femminile		20,8%	20,1%
% occupazione femminile presso la sede di Genova		43,0%	42,0%
		Anno	
		2019	2018
Formazione			
HCC (Human Capital Coverage)		90%	93%
Formazione erogata	ore	46.758	34.356
% investimento formativo (formazione non obbligatoria ex lege)		84%	83%
% dipendenti che hanno partecipato a corsi		98%	92%
giorni formazione erogata per persona	giorni/persona	7,8	5,9

Si riporta di seguito un breve commento rispetto ai principali indicatori di sostenibilità evidenziati in tabella:

- **CO₂ evitata:** La CO₂ evitata evidenzia l'apporto positivo della produzione da fonti rinnovabili del Gruppo nella lotta al Climate Change. Viene calcolata moltiplicando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di ciascun Paese per il fattore di carbonizzazione della produzione termoelettrica di ciascun Paese pubblicato da Terna sul proprio sito internet.
- **Carbon index ed emissioni in atmosfera:** Dal suo ingresso nelle rinnovabili ERG ha ridotto del 90% il Carbon Index, ovvero la quantità di CO₂ emessa per ciascun kWh prodotto che, a fine 2019, si attesta a 145 gCO₂/kWh, pari alla metà della media emissiva del parco elettrico in Italia. Il leggero aumento dell'indicatore, a livello di Gruppo, rispetto al 2018 sconta il significativo incremento della produzione del CCGT (+19%) e delle correlate emissioni dirette di Scope 1, pur confermandosi l'efficienza dell'impianto stesso che ha diminuito dell'1% circa l'indice di emissione di CO₂ per kWh prodotto.

- **Consumi energetici:** L'incremento dei consumi energetici indiretti, destinati a mantenere in efficienza i sistemi ausiliari degli impianti durante i periodi di fermo, è dovuto alla crescita della capacità installata eolica e solare (variazione di perimetro rispetto al 2018), che ai maggiori utilizzi per servizi di pompaggio. In linea con la Policy approvata dal Sustainability Committee nel 2016, a fine 2019 oltre l'89% dei consumi energetici del Gruppo (+3% rispetto al 2018) risulta coperto attraverso energia green, dotata di certificazione di provenienza da fonti rinnovabili.
- **Rifiuti:** I rifiuti prodotti sono principalmente originati dalle manutenzioni degli impianti: la variazione delle quantità è quindi legata alla stagionalità delle fermate. Oltre il 97% dei rifiuti prodotti è classificato come "non pericoloso". A seguito della delibera della Regione Umbria del 2018, grazie alla quale possibile destinare a recupero energetico il legame raccolto nel lago di Corbara, la quantità di rifiuti destinati a recupero ha superato l'88% (+6% rispetto al 2018). In corso d'anno il Gruppo ERG ha implementato il progetto plastic-free individuando alcune iniziative per eliminare o limitare le consuetudini che generano consumo di plastica nell'ambito dell'attività aziendale. I risultati 2019 hanno permesso di eliminare circa 2500kg di plastica pari a circa 16t di CO₂ (un saving su base annua corrispondente a circa 25t di CO₂).
- **Persone:** Il numero dei dipendenti è cresciuto di 17 unità a livello di Gruppo. Si conferma una incidenza di circa il 99,7% di dipendenti con contratto a tempo indeterminato e una presenza femminile complessivamente pari a circa il 20,8% (+0.7% rispetto al 2018). È incrementata invece di un punto percentuale, attestandosi al 43%, la presenza femminile presso la sede di Genova.
- **Formazione:** Lo Human Capital Coverage confronta il livello di competenze "attese" per ogni ruolo rispetto al livello "reale" di copertura delle persone che lo ricoprono. A fine 2019 l'indice di "copertura del Capitale Umano" è stato pari al 93%, con un incremento di circa 3 punti percentuali rispetto al 2018, risultato che ha permesso di trarre anzitempo gli obiettivi definiti contestualmente al Piano. L'incremento è stato possibile grazie all'identificazione delle aree organizzative prioritarie, allo sviluppo di processi volti al miglioramento della produttività e ad una formazione "mirata". L'attenzione a quest'ultimo fattore in particolare ha determinato un importante incremento di formazione erogata (circa +25%), a favore del 98% delle nostre persone (+6% rispetto al 2018): praticamente tutti i dipendenti hanno partecipato ad un corso di formazione durante l'anno. Significativo anche l'indice dell'investimento formativo: circa l'84% della formazione ha riguardato temi non obbligatori per legge, orientati ad accrescere la professionalità ed i "soft skill" delle nostre persone.

Si evidenzia inoltre che nel corso del 2019:

Sustainable procurement: è stato lanciato un progetto finalizzato alla definizione di parametri di selezione dei fornitori lungo la catena di fornitura in coerenza con la nostra strategia di sostenibilità e i relativi obiettivi. Il progetto ha l'obiettivo di gestire in modo efficiente gli impatti ambientali, sociali ed economici, oltre che promuovere buone pratiche commerciali lungo tutto il ciclo di vita di prodotti e servizi. Nell'ambito di tale progetto è stato approvato dal Board di ERG S.p.A. il Codice di Comportamento dei Fornitori contenente i principi a cui si dovranno attenere tutti i fornitori del Gruppo. Nel corso del 2020 detti principi verranno declinati nella fase di selezione e di verifica sul campo.

Climate Change Approach: ERG ha strutturato un percorso di analisi sugli impatti che il Climate Change può avere sul proprio business. Il progetto si è sviluppato seguendo le linee guida del TCFD (Task force on Climate-related Financial Disclosure) recepite dalla Commissione Europea negli "Orientamenti sulla comunicazione di informazioni di carattere non finanziario: integrazione concernente la comunicazione di informazioni relative al clima". L'analisi, si è focalizzata su quattro pillar: Governance, Strategy, Risk Management, Metrics&Targets. La disclosure completa è disponibile all'interno della Dichiarazione Non Finanziaria.

Fine Comunicato n.0118-2

Numero di Pagine: 91