



SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-23-2018	Data/Ora Ricezione 14 Novembre 2018 07:45:35	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 110680

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 14 Novembre 2018 07:45:35

Data/Ora Inizio : 14 Novembre 2018 07:45:36

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il Resoconto Intermedio
sulla Gestione al 30/09/18-The BoD
approves the Interim Report on Operations
as at 30/09/18

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.
approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2018**

Terzo trimestre 2018

- **MOL consolidato adjusted¹: 105 milioni di Euro, 98 milioni nel terzo trimestre 2017 restated²**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted¹: 17 milioni di Euro, 16 milioni nel terzo trimestre 2017 restated²**

Primi nove mesi 2018

- **MOL consolidato adjusted¹: 381 milioni di Euro, 356 milioni nei 9 mesi 2017 restated²**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted¹: 92 milioni di Euro, 88 milioni nei 9 mesi 2017 restated²**

Genova, 14 novembre 2018 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2018.

Risultati finanziari consolidati adjusted

III Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Primi nove mesi		
2018	2017	Var. %		2018	2017	Var. %
105	98	7%	MOL	381	356	7%
38	36	5%	Risultato operativo netto	178	168	6%
17	16	5%	Risultato netto di Gruppo	92	88	4%

	30.09.18	31.12.17	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.389	1.233	+157
Leverage³	43%	40%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: **“Risultati ancora in crescita nel trimestre, a conferma del trend osservato da inizio anno. Anche in questi tre mesi dell’anno caratterizzati da scarsa ventosità e forte idraulicità, la grande complementarietà delle diverse fonti di energia, e l’apporto della nuova capacità nel Solare in Italia e nel Wind in Europa, hanno contribuito in modo determinante all’ottenimento di risultati superiori allo scorso anno. Questi fattori, supportati anche da uno scenario prezzi favorevole, hanno più che compensato nell’Eolico la scarsa ventosità, i maggiori oneri di sbilanciamento e il venire meno degli incentivi su una parte della produzione italiana, e nel Termoelettrico il minor valore dei Certificati Bianchi e la contrazione dei margini di generazione attribuibile alla crescita del prezzo della CO2. Alla luce di tali risultati rimangono confidenti nel confermare l’incremento della *Guidance* indicato al termine del primo semestre, per cui prevediamo per la fine del 2018 un Margine Operativo Lordo tra i 490 e i 500 milioni di Euro ed un indebitamento finanziario netto di 1.350 milioni di Euro, dopo aver distribuito dividendi per 171 milioni di Euro, ed includendo investimenti compresi tra i 520 e i 540 milioni di Euro.”**

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 Per la definizione e riconciliazione dei valori Restated si rimanda a quanto indicato nelle Premesse del presente Comunicato

³ Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto

Premesse

Dati comparativi restated

La cessione di **TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento e la comparabilità dei risultati nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted⁴ della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nei primi nove mesi del 2017 tale contributo risultava positivo per 25 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).

A partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare, per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione dei ricavi a valori netti per evidenziare il solo margine di intermediazione.

	Primi nove mesi 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	Primi nove mesi 2017 restated
Principali dati economici				
Ricavi della gestione caratteristica	765	0	(7)	759
Margine operativo lordo adjusted	356	0	0	356
Risultato operativo netto adjusted	168	0	0	168
Risultato netto	114	(26)	0	88
di cui Risultato netto di Gruppo	114	(26)	0	88
Risultato netto di Gruppo adjusted	113	(25)	0	88

Variazione perimetro di business nel terzo trimestre 2018

▪ Eolico

In data **1 agosto 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, a nord di Inverness nella contea di Sutherland. Il parco sarà costituito da 22 turbine per una capacità autorizzata di 79,2 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 250 GWh all'anno, pari a oltre 3.000 ore equivalenti e a circa 147 kt di emissione di CO2 evitata.

L'inizio dei lavori per la realizzazione del parco eolico è previsto nel corso del 2020 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, è attesa entro marzo 2022. Il parco eolico parteciperà ai mercati dell'energia e della disponibilità di capacità in essere nel Regno Unito. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 89 milioni di sterline (circa 98 milioni di Euro al cambio attuale), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto della partecipazione.

Con questa operazione ERG rafforza il percorso di crescita organica all'estero ed in particolare in UK dove la capacità di costruzione *secured* passa da 84 MW a 163 MW e, grazie anche alle recenti acquisizioni in Francia, innalza la capacità *secured* riferita alla totalità degli obiettivi di Piano che si incrementa dal 40% al 70% circa.

In data **3 agosto 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France Sas., ha acquistato da Renvico France Sas il 25% del capitale delle società Parc Eolienne de la Voie Sacrée Sas e Parc Eolienne d'Epense Sas, titolari di due parchi eolici della capacità complessiva di 16,25 MW entrati in esercizio rispettivamente nel 2007 e nel 2005, delle quali aveva già acquisito il 75% da Vent d'Est nel primo trimestre 2018.

In considerazione della nuova acquisizione di assets nel mercato UK a partire dal presente Resoconto sono consolidate integralmente anche ERG UK Holding LTD (ridenominata Evishagaran

⁴ Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

Wind Farm LTD nel mese di ottobre) e Sandy Knowe Wind Farm LTD, società titolari rispettivamente di due progetti di sviluppo pari a 35 MW e 49 MW in Regno Unito già autorizzati, precedentemente valutate con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative e non ancora operative.

Terzo trimestre

Risultati finanziati consolidati

Nel **terzo trimestre 2018** i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 250 milioni, in aumento rispetto ai 225 milioni del 2017 a seguito del contributo dei nuovi assets, in particolare gli impianti solari, in un contesto generale di prezzi dell'energia elettrica in forte crescita nei mercati di riferimento, effetti solo in parte compensati dall'atteso phase-out degli incentivi di una parte delle produzioni .

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 105 milioni, superiore rispetto ai 98 milioni registrati nel medesimo periodo del 2017. La variazione positiva di 6 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-17):** margine operativo lordo pari a 40 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (57 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-16 milioni), dovuti principalmente alle condizioni anemologiche significativamente meno favorevoli, oltre che, in misura minore, alle minori produzioni incentivate (74% del totale rispetto all' 82% del 2017), al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh) e agli oneri di sbilanciamento; solo in lieve diminuzione i risultati dei parchi eolici all'estero (-1 milione) nonostante condizioni anemologiche molto sfavorevoli in tutte le geografie di riferimento e la prevista riduzione da due a un solo certificato verde in Romania; tali effetti sono stati quasi interamente compensati dal miglior scenario dei prezzi registrato in Polonia e Romania e dal maggior numero di MW installati in Francia.
- **Solare (+12):** margine operativo lordo pari a 12 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 11 milioni per ricavi da conto energia e 3 milioni per ricavi da mercato, al netto di circa 2 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di manutenzione.
- **Idroelettrico (+19):** margine operativo lordo pari a 38 milioni (19 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto all'esercizio precedente, grazie all'elevata idraulicità registrata nel periodo ed all'utilizzo degli invasi nel trimestre.
- **Termoelettrico (-5):** risultato del termoelettrico, pari a 18 milioni, in diminuzione di 5 milioni rispetto ai 23 milioni del terzo trimestre del 2017, a seguito prevalentemente delle minor produzioni per manutenzioni nel mese di luglio alle turbine a vapore ed, in misura minore, al minor contributo delle vendite, che hanno risentito dell'andamento meno proficuo dello spark spread.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 38 milioni (36 milioni nel terzo trimestre 2017) dopo ammortamenti per 67 milioni in aumento di 5 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei nuovi parchi eolici in Francia .

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 17 milioni, in crescita rispetto al risultato di 16 milioni del terzo trimestre 2017 *restated*, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 19 milioni (16 milioni nel terzo trimestre 2017 *restated*) e riflette i già commentati maggiori risultati operativi netti oltreché il plusvalore legato ai rifinanziamenti del periodo in applicazione del principio IFRS9.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.389 milioni**, in decremento di 77 milioni rispetto al 30 giugno 2018 e riflette il positivo flusso di cassa operativo netto, anche a seguito della positiva dinamica del capitale circolante netto che ha beneficiato degli incassi degli incentivi relativi alla produzione della prima parte del 2018 (91 milioni) e dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2017 (27 milioni), compensato parzialmente dagli investimenti del periodo (37 milioni) e dal pagamento delle imposte (8 milioni).

Primi nove mesi

Nei **primi nove mesi** 2018 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 766 milioni, sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2017 (759 milioni).

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 381 milioni, superiore rispetto ai 356 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 25 milioni riflette i seguenti fattori:

Eolico (-28): margine operativo lordo pari a 199 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (227 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-32 milioni), dovuti principalmente a condizioni anemologiche meno favorevoli, alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all' 85% del 2017), al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), oltre che agli oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I minori risultati in Italia sono stati solo in parte compensati dai migliori risultati all'estero (+4 milioni) grazie alla maggiore capacità installate in Francia nonché al contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre, nonostante condizioni anemologiche meno favorevoli.

Solare (+28): margine operativo lordo pari a 28 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 26 milioni per ricavi da conto energia e 6 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 4 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.

Idroelettrico (+45): margine operativo lordo di 118 milioni (73 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto all'esercizio precedente che tra l'altro beneficiava per 8 milioni del recupero di incentivi pregressi legati all'annullamento della revoca IAFR di alcuni impianti. La performance ha beneficiato di un'elevata idraulicità registrata nel periodo, in particolare a partire dal mese di marzo, oltre che all'utilizzo degli invasi avvenuto nel terzo trimestre.

Termoelettrico (-15): il risultato del termoelettrico, pari a 48 milioni, in diminuzione di 15 milioni rispetto ai 63 milioni dei primi nove mesi del 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nei primi nove mesi del 2017 avevano anche beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei titoli maturati nel 2016 e venduti nel 2017. Inoltre, i risultati hanno risentito dell'andamento meno proficuo dello spark spread.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 178 milioni (168 milioni nei primi nove mesi del 2017) dopo ammortamenti per 203 milioni in aumento di 15 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia, avvenute in corso d'anno.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 92 milioni, in crescita rispetto al risultato di 88 milioni dei primi nove mesi del 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi e di maggiori oneri finanziari relativi al finanziamento della nuova capacità produttiva acquisita.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 124 milioni (88 milioni nei primi nove mesi del 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy (26 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.389 milioni**, in aumento (157 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 (1.233 milioni) e riflette gli investimenti del periodo (484 milioni), la distribuzione dei dividendi (171 milioni), il pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi (42 milioni) e il pagamento delle imposte (8 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (262 milioni), dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).

Investimenti

III Trimestre		Milioni di Euro	Primi nove mesi	
2018	2017		2018	2017
32	7	Eolico	130	66
0	n.a.	Solare	345	n.a.
2	2	Termoelettrico	4	5
2	2	Idroelettrico	3	4
1	0	Corporate	2	1
37	11	Totale investimenti	484	77

Nel **terzo trimestre 2018** gli **investimenti** sono stati **37 milioni** (11 milioni nel terzo trimestre 2017) e si riferiscono all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e dall'acquisizione del restante 25% del capitale delle Società Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS e Parc Eolienne d'Epense SAS da Renvico France SAS. Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 13 milioni** di cui il 64% nel settore Eolico (61% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania, il 13% nel settore Termoelettrico (15% nel 2017), il 15% nel settore Idroelettrico (21% nel 2017) e il 6% nel settore Corporate (3% nel 2017), riguardanti l'area ICT.

Nei **primi nove mesi del 2018** gli **investimenti** sono stati **484 milioni** (77 milioni nei primi nove mesi del 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), all'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni), all'acquisizione di due parchi eolici in Francia (14 milioni) e della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia. Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 34 milioni** di cui il 74% nel settore Eolico (72% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania, l' 11% nel settore Termoelettrico (15% nel 2017), il 9% nel settore Idroelettrico (10% nel 2017) e il 5% nel settore Corporate (4% nel 2017), principalmente riguardanti l'area ICT.

Eolico: gli investimenti del terzo trimestre del 2018 (32 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia), dall'acquisizione del restante 25% del capitale delle Società Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS e Parc Eolienne d'Epense SAS da Renvico France SAS, ai costi di sviluppo del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW e allo sviluppo di parchi eolici francesi acquisiti nel corso del periodo.

Gli investimenti dei primi nove mesi del 2018 (130 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione di due parchi eolici in Francia (14 milioni), all'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni) e all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia. Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 25 milioni**, principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania.

Solare: gli investimenti dei primi nove mesi del 2018 si riferiscono all'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030. L'*enterprise value* dell'operazione è stato pari a circa 345 milioni di Euro.

Idroelettrico: gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 3 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 periodo 2018 (2 milioni nel trimestre e 4 milioni nei primi nove mesi del 2018) 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 **terzo trimestre 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,1 TWh (2,5 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,6 TWh anche nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,2 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% anche nel terzo trimestre 2017).

Nel corso dei **primi nove mesi del 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 10,2 TWh (8,6 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,7 TWh (5,2 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 1,0 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nei primi nove mesi del 2017).

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 **terzo trimestre 2018** sono state effettuate vendite di vapore⁵ per 154 migliaia di tonnellate (178 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017); 498 migliaia di tonnellate nel corso dei **primi nove mesi del 2018** (575 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017).

2018	3° trimestre			Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Primi nove mesi			
	2017	Δ	Δ%		2018	2017	Δ	Δ%
578	723	-145	-20%	Produzione eolica	2.509	2.532	-23	-1%
338	444	-106	-24%	di cui Italia	1.490	1.523	-33	-2%
240	279	-39	-14%	di cui Estero	1.019	1.009	10	1%
45	n.a.	45	n.a.	Produzione solare	109	n.a.	109	n.a.
401	232	169	73%	Produzione idroelettrica	1.402	884	517	59%
591	638	-47	-7%	Produzione termoelettrica	1.645	1.812	-167	-9%
1.615	1.593	22	1%	Produzioni complessive impianti ERG	5.665	5.228	437	8%

Per quanto riguarda le produzioni, nel **terzo trimestre del 2018** si segnala in particolare:

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 578 GWh, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2017 (723 GWh), con una produzione in riduzione circa del 24% in Italia (da 444 GWh a 338 GWh) e del 14% all'estero (da 279 GWh a 240 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-106 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nel terzo trimestre del 2017 sostanzialmente in tutte le regioni e particolarmente in Campania, Sicilia e Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione di 39 GWh è attribuibile principalmente alle minori produzioni in Francia (-14 GWh) e nell'Europa dell'Est (-21 GWh), principalmente per effetto delle produzioni particolarmente elevate riscontrate in Bulgaria e Romania nel terzo trimestre del 2017.

Solare: le produzioni sono pari a circa 45 GWh ed il relativo *load factor* pari al 23%.

Idroelettrico: la produzione di ERG Hydro è stata pari a 401 GWh, in significativo incremento rispetto allo stesso periodo del 2017 (232 GWh) grazie all'elevata idraulicità riscontrata e alla gestione del livello degli invasi.

Termoelettrico: nel corso del **terzo trimestre 2018** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 591 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (638 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole con margini netti di generazione in calo per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO2 e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi completamente nei prezzi di vendita. Tale trend è stato in linea con quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

Nei **primi nove mesi del 2018:**

Eolico: la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.509 GWh, in lieve calo rispetto al

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

corrispondente periodo del 2017 (2.532 GWh), a seguito di una produzione in diminuzione circa del 2% in Italia (da 1.523 GWh a 1.490 GWh) ed in aumento dell'1% all'estero (da 1.009 GWh a 1.019 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-33 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nei primi nove mesi del 2017 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia, Sardegna e Basilicata.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +10 GWh è attribuibile al contributo, sino al 7 marzo 2018, dell'impianto in Irlanda del Nord (29 GWh) oltre che alle maggiori produzioni in Francia che hanno beneficiato anche delle produzioni degli impianti francesi di recente acquisizione (Vent d'est ed ex Epuron) per 24 GWh non presenti nell'analogo periodo del 2017; tali maggiori produzioni all'estero sono state in parte mitigate da minori produzioni nell'Europa dell'Est (-53 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate nei primi nove mesi del 2017.

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 109 GWh ed il relativo load factor pari al 19%

Idroelettrico: la produzione di energia elettrica è stata pari a 1.402 GWh, in aumento sia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (GWh 884) che alla media storica decennale.

Termoelettrico: Nel corso dei **primi nove mesi del 2018** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.645 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (1.812 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole con margini netti di generazione in calo per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO2 e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi completamente nei prezzi di vendita. Tale trend è stato in linea con quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre

In data **1 agosto 2018** ERG ha acquisito 100% delle quote della società **Creag Riabhach Wind Farm Ltd**, società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia (vedi CS 3/8/2018).

In data **3 agosto 2018** ERG ha acquisito il residuo 25% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW, delle quali aveva già acquistato il 75% da Vent d'Est SAS nel mese di marzo 2018 (vedi CS 3/8/2018).

In data **3 agosto 2018** ERG ha sottoscritto un accordo con Quercus per la costituzione della società per azioni **ERG Q Solar1**, partecipata al 60% da ERG e al 40% dal comparto Quercus Italian Solar Fund, con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano (vedi CS 3/8/2018). Le attività per la costituzione di ERG Q Solar 1 sono in corso.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

In data **20 ottobre 2018**, in occasione della celebrazione dell'80° anniversario di ERG, la controllante San Quirico S.p.A. ed ERG S.p.A. hanno sottoscritto un accordo che prevede l'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo ERG, i cui oneri (ivi incluso il valore delle azioni proprie ERG) saranno integralmente rimborsati dalla stessa San Quirico S.p.A., holding delle famiglie Garrone e Mondini.

L'assegnazione, che sarà finalizzata nel mese di gennaio 2019, riguarderà un numero massimo complessivo di 675 dipendenti e di 54.000 azioni, attualmente detenute in portafoglio dalla Società, ed avrà un valore complessivo stimato di circa 1,1 milioni di euro.

ERG, inoltre, ha deciso di attribuire ai dipendenti di tutte le società del Gruppo un riconoscimento straordinario di importo pari a 1.500 euro, che con riferimento ai dipendenti delle società estere sarà incrementato di una somma corrispondente al valore delle azioni assegnate a ciascun dipendente delle società italiane. Il valore complessivo stimato di tale riconoscimento è pari a circa 1,2 milioni di euro (v. CS 20/10/2018).

Sempre nell'ambito della celebrazione dell'80° anniversario di ERG, il Gruppo si è reso disponibile a donare 1 milione di Euro al Comune di Genova per contribuire a progetti di riqualificazione e sviluppo sostenibile in Valpolcevera a seguito del crollo del ponte Morandi.

In data **25 ottobre 2018** ERG S.p.A. attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ed E.ON Energia S.p.A hanno firmato un accordo quadro per la fornitura triennale di energia elettrica destinata al mercato italiano, rinnovabile per un ulteriore anno.

L'accordo prevede la fornitura, da parte di ERG ad E.ON, di un volume complessivo di energia elettrica fino a circa 3TWh nel triennio 2019-21, che va incontro ai bisogni di una clientela sempre più sensibile alla sostenibilità ambientale. In base all'accordo, ERG potrà fornire i volumi di energia elettrica richiesti da E.ON per la copertura del fabbisogno orario dei propri clienti (v. CS 25/10/2018).

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2018:

Eolico: ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie infatti all'acquisto dei parchi eolici di Melier (8 MW) e Vent d'est (16,25 MW) oltre alla prevista entrata in esercizio in corso d'anno dei parchi in costruzione di Torfou (18 MW) e di Vallée de l'Aa (13 MW) la capacità installata in Francia supererà i 300 MW entro la fine del 2018. Tuttavia per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, in linea con le aspettative del Piano Industriale 2018 – 2022, è previsto in diminuzione a seguito dell'effetto negativo della nuova normativa sugli sbilanciamenti, della progressiva uscita nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 72 MW e del minor prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017. All'estero il risultato è previsto essere circa in linea con l'anno precedente, la maggiore potenza installata in Francia e lo scenario favorevole in Polonia compensano il venire meno del doppio certificato verde in Romania.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in netta diminuzione anche alla luce della scarsa anemologia riscontrata nei primi nove mesi dell'anno sia in Italia che all'estero.

Solare: ERG nel 2018 è entrata nel Solare con l'acquisizione di FORVEI (89 MW), rafforzando ulteriormente la propria strategia di diversificazione tecnologica. Inoltre, la dimensione rilevante dell'operazione consentirà di ampliare ed ottimizzare il portafoglio di Energy Management e di capitalizzare le competenze industriali nella gestione degli assets.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Solare, contribuirà ad aumentare il risultato rispetto al 2017, anno in cui il gruppo non era ancora entrato in questa tecnologia.

Si stima per l'intero esercizio 2018 un Margine Operativo lordo di oltre 30 milioni di Euro, in linea con quanto previsto nel Piano Industriale.

Idroelettrico: ERG nel corso del 2018 continuerà nell'operazione di consolidamento del Nucleo idroelettrico di Terni. Si prevedono risultati in forte crescita grazie ai maggiori volumi attesi rispetto all'anno precedente, tali da più che compensare il minore prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, ed i ricavi legati al recupero di incentivi pregressi di circa 8 milioni di cui aveva beneficiato l'idroelettrico nel 2017.

Il risultato operativo lordo dell'idroelettrico è atteso in decisa crescita.

Termoelettrico: ERG nel corso del 2018 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power. Si prevedono risultati in netta riduzione a seguito di uno scenario prezzi meno favorevole e dalla riduzione del prezzo dei certificati bianchi, in parte mitigati dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

Il risultato operativo lordo nel termoelettrico è atteso in diminuzione.

Pertanto, per l'esercizio 2018 si conferma un'attesa per un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 490 e 500 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2017 (472 milioni) nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo dell'incentivo sui volumi incentivati sia nel Wind che nell'Hydro. Tali effetti vengono più che compensati dal contributo dei nuovi assets del Solare e dei nuovi parchi nel Wind all'estero, oltre che da una previsione di significativi maggiori volumi nell'Hydro.

Gli investimenti per il 2018 sono attesi nel range compreso tra 520 e 540 milioni di Euro, in linea con la precedente indicazione. La generazione di cassa di ERG, sia operativa che derivante dalle dismissioni di TotalErg e Brockaghboy, consentirà di contenere l'incremento dell'indebitamento che si attesterà a circa 1,35 miliardi (1,23 miliardi nel 2017), compensando parzialmente gli investimenti del periodo nonché la distribuzione ordinaria e straordinaria del dividendo a 1,15 Euro per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

In riferimento alle stime e alle previsioni si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, della distribuzione di carburanti 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 nel Resoconto Intermedio sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato recurring.

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 terzo trimestre 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 il 14 novembre 2018 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). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2018 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Sabina Alzona Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311
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

3° trimestre		(milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
Principali dati economici				
250	225	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	766	759
105	98	Margine operativo lordo adjusted	381	356
38	36	Risultato operativo netto adjusted	178	168
19	16	Risultato netto	124	88
19	16	di cui Risultato netto di Gruppo	124	88
17	16	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾	92	88
Principali dati finanziari				
3.209	3.153	Capitale investito netto	3.209	3.153
1.819	1.783	Patrimonio netto	1.819	1.783
1.389	1.370	Indebitamento finanziario netto totale ⁽²⁾	1.389	1.370
1.228	1.209	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	1.228	1.209
43%	43%	Leva finanziaria	43%	43%
42%	44%	Ebitda Margin %	50%	47%
Dati operativi				
1.791	1.768	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.791	1.768
578	723	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.509	2.532
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
591	638	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.645	1.812
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
401	232	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.402	884
90	n.a.	Capacità installata impianti solari a fine periodo	90	n.a.
45	n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	109	n.a.
3.132	2.537	Vendite totali di energia elettrica	10.218	8.601
37	11	Investimenti ⁽⁴⁾	484	77
742	717	Dipendenti a fine periodo	742	717
Ricavi netti unitari				
130,8	140,1	Eolico Italia	125,0	147,0
95,2	94,4	Eolico Germania	93,8	95,2
86,5	89,5	Eolico Francia	86,9	88,9
57,7	49,3	Eolico Polonia	57,7	44,1
72,7	62,2	Eolico Bulgaria	71,6	63,2
59,7	41,6	Eolico Romania	52,9	57,7
n.a.	n.a.	Eolico UK	100,4	n.a.
302,4	n.a.	Solare	295,3	n.a.
119,2	122,1	Idroelettrico	104,8	106,8
42,8	44,0	Termoelettrico	39,2	46,2

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici *adjusted* con l'esclusione pertanto degli *special items*. I dati comparativi 2017 restated non tengono conto dei risultati *adjusted* di TotalErg, ceduta nel gennaio 2018.

⁽¹⁾ non include gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

⁽²⁾ comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (37 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg.

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

⁽⁴⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 449 milioni effettuati nei primi nove mesi del 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania e Regno Unito. Nei primi nove mesi del 2017 gli investimenti tramite operazione di Merger & Acquisition erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF (eolico) in Germania.

Risultati per settore

3° trimestre		(milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>				
70	87	Eolico	280	319
14	n.a	Solare	32	n.a
51	29	Idroelettrico	151	104
115	108	Termoelettrico ⁽¹⁾	302	335
8	10	Corporate	25	30
(8)	(10)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(25)	(29)
250	225	Totale ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>	766	759
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>				
40	57	Eolico	199	227
12	n.a	Solare	28	n.a
38	19	Idroelettrico	118	73
18	23	Termoelettrico ⁽¹⁾	48	63
(3)	(0)	Corporate	(11)	(6)
105	98	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	381	356
Ammortamenti e svalutazioni				
(39)	(40)	Eolico	(120)	(119)
(5)	n.a	Solare	(15)	n.a
(14)	(15)	Idroelettrico	(43)	(44)
(8)	(7)	Termoelettrico	(23)	(23)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(67)	(62)	Ammortamenti <i>adjusted</i>	(203)	(188)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>				
1	17	Eolico	79	108
7	n.a	Solare	13	n.a
23	4	Idroelettrico	74	29
11	16	Termoelettrico ⁽¹⁾	25	39
(4)	(1)	Corporate	(13)	(8)
38	36	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	178	168
Investimenti ⁽²⁾				
32	7	Eolico	130	66
0	n.a	Solare	345	n.a
2	2	Idroelettrico	3	4
2	2	Termoelettrico	4	5
1	0	Corporate	2	1
37	11	Totale investimenti	484	77

⁽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 M&A

Conto Economico riclassificato Adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli *special items*.

Come già indicato nelle Premesse, sono esposti i dati comparativi restated per tenere conto della variazione di perimetro legata a TotalErg e Brockaghboy e dell'applicazione dell'IFRS 15.

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

3° trimestre		(milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
250,3	224,5	Ricavi della gestione caratteristica	766,0	758,7
2,8	2,3	Altri ricavi e proventi	16,8	7,1
253,1	226,9	RICAVI TOTALI	782,9	765,8
(93,8)	(77,4)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(233,4)	(248,8)
(39,9)	(37,1)	Costi per servizi e altri costi operativi	(122,7)	(114,6)
(14,8)	(14,1)	Costi del lavoro	(45,4)	(45,9)
104,7	98,2	MARGINE OPERATIVO LORDO	381,4	356,4
(67,1)	(62,4)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(203,3)	(188,1)
37,5	35,8	Risultato operativo netto	178,0	168,4
(15,3)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(53,1)	(49,3)
0,1	0,2	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	0,1
22,3	20,7	Risultato prima delle imposte	125,0	119,2
(5,7)	(4,9)	Imposte sul reddito	(32,8)	(30,9)
16,6	15,8	Risultato d'esercizio	92,2	88,3
(0,0)	0,0	Risultato di azionisti terzi	(0,1)	0,0
16,6	15,8	Risultato netto di Gruppo	92,1	88,3

Stato Patrimoniale Riclassificato

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale e della relazione finanziaria semestrale, 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.

30/09/2017	Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
3.280,8	Capitale immobilizzato	3.312,7	3.343,8	3.260,8
140,8	Capitale circolante operativo netto	182,7	224,1	150,0
(6,6)	Trattamento di fine rapporto	(6,0)	(5,8)	(6,4)
319,7	Altre attività	316,4	322,2	278,7
(582,2)	Altre passività	(597,0)	(608,9)	(573,0)
3.152,6	Capitale investito netto	3.208,7	3.275,4	3.110,1
1.782,5	Patrimonio netto di Gruppo	1.819,3	1.807,8	1.877,5
0,0	Patrimonio netto di terzi	0,0	1,2	0,0
1.370,1	Indebitamento finanziario netto	1.389,4	1.466,4	1.232,7
3.152,6	Mezzi propri e debiti finanziari	3.208,7	3.275,4	3.110,1
43%	Leva finanziaria	43%	45%	40%

Flussi finanziari

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

3° trimestre			Primi nove mesi	
2018	2017		2018	2017
104,7	98,2	Margine operativo lordo adjusted	381,4	356,4
36,6	69,7	Variazione capitale circolante	(106,8)	16,0
141,2	167,9	Cash Flow Operativo	274,5	372,4
(13,0)	(10,9)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(34,4)	(35,1)
(24,1)	-	- Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(449,4)	(39,5)
0,9	(0,4)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	15,0
-	-	- Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-
-	-	- Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-
0,0	-	- Disinvestimenti e altre variazioni	0,2	-
(36,1)	(11,3)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(198,2)	(59,6)
(15,3)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari	(53,1)	(49,3)
0,1	(0,0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	(0,1)
(15,2)	(15,3)	Cash Flow da gestione finanziaria	(53,0)	(49,4)
(8,1)	-	Cash Flow da gestione Fiscale	(8,1)	(15,2)
-	-	- Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)
(4,9)	2,7	Altri movimenti di patrimonio netto	1,3	13,3
(4,9)	2,7	Cash Flow da Patrimonio Netto	(169,8)	(61,1)
0,1	-	- Variazione area di consolidamento	(2,1)	-
1.466,4	1.514,1	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.232,7	1.557,2
(77,0)	(144,0)	Variazione netta	156,7	(187,1)
1.389,4	1.370,1	Indebitamento finanziario netto finale	1.389,4	1.370,1

Il **Cash Flow operativo** dei **primi nove mesi del 2018** è positivo per 275 milioni, in diminuzione di 98 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 principalmente per il pagamento di una posizione debitoria per 42 milioni legata ad acquisti Oil di anni pregressi e da dinamiche puntuali del circolante influenzate anche dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **Cash Flow operativo** del **terzo trimestre** è positivo per 141 milioni, in diminuzione di 26 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 a seguito degli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2018 (91 milioni) e dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2017 (27 milioni),

Il **Cash flow da investimenti** dei **primi nove mesi del 2018** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est SAS (14 milioni), delle società francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni) e della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia (23 milioni di Euro), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (34 milioni). Per un'analisi dettagliata degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali effettuati nel periodo si rimanda al relativo capitolo.

Il cash flow da disinvestimenti è legato principalmente alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico UK di Brockaghboy.

Il **Cash Flow da investimenti** del **terzo trimestre** riflette l'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd (23 milioni di Euro), titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (13 milioni) relativi principalmente ai costi di sviluppo dei parchi eolici in Francia e Germania.

Il **cash flow da gestione finanziaria** si riferisce ai maggiori debiti legati agli interessi maturati nel periodo.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente all'impatto della distribuzione dei dividendi agli azionisti, agli effetti della transizione all'IFRS 9 alla data di prima applicazione (1° gennaio 2018) al netto dei relativi effetti fiscali e ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce:

- agli effetti del consolidamento integrale di partecipazioni precedentemente rilevate con il metodo del costo in quanto non ancora operative (WP France 6, Evishagaran e Sandy Knowe) o di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare).

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:

- 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 subtotale 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);
- 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) 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;
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (37 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg oltre che la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati;
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto.
- 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 rilevati 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*

3° trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO	Nota	Primi nove mesi	
2018	2017 restated			2018	2017 restated
104,7	98,2	Margine operativo lordo Attività continue		378,1	356,4
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3,3	0,0
104,7	98,2	Margine operativo lordo		381,4	356,4
Esclusione Special Items:					
0,0	0,0	- Esclusione Special Items		0,0	0,0
104,7	98,2	Margine operativo lordo adjusted		381,4	356,4

3° trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	Nota	Primi nove mesi	
2018	2017 restated			2018	2017 restated
(67,1)	(62,4)	Ammortamenti attività continue		(202,6)	(188,1)
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	(0,7)	0,0
(67,1)	(62,4)	Ammortamenti e svalutazioni		(203,3)	(188,1)
Esclusione Special items					
0,0	0,0	- Special Items		0,0	0,0
(67,1)	(62,4)	Ammortamenti adjusted		(203,3)	(188,1)

3° trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Nota	Primi nove mesi	
2018	2017 restated			2018	2017 restated
19,2	15,8	Risultato netto di Gruppo		124,3	88,3
Esclusione Special items					
0,0	0,0	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		0,0	0,0
0,0	0,0	Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK	2	(26,2)	0,0
(2,6)	0,0	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9	3	(6,0)	0,0
16,6	15,8	Risultato netto di Gruppo adjusted		92,1	88,3

- I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.
Nel presente Resoconto, per agevolare la comprensione dei dati, 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 della gestione del Bilancio 2017 e con la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2018.
- La già commentata cessione di Brockaghboy ha comportato la rilevazione di una plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie che ai fini del presente Resoconto è considerata special item.
- 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 nei primi nove mesi del 2018 di un provento netto per circa 6 milioni (3 milioni nel terzo trimestre 2018). 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 nella presente Resoconto.

Primi nove mesi del 2018

Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted	
Ricavi della gestione caratteristica	763,1	2,9	-	766,0
Altri ricavi e proventi	16,0	0,9	-	16,8
Ricavi totali	779,0	3,8	-	782,9
Costi per acquisti	(234,6)	(0,0)	-	(234,6)
Variazioni delle rimanenze	1,2	-	-	1,2
Costi per servizi e altri costi operativi	(122,2)	(0,6)	-	(122,7)
Costi del lavoro	(45,4)	-	-	(45,4)
Margine operativo lordo	378,1	3,3	-	381,4
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(202,6)	(0,7)	-	(203,3)
Risultato operativo	175,4	2,6	-	178,0
Proventi (oneri) finanziari netti	(44,9)	(0,6)	(7,6)	(53,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	26,7	(26,7)	0,1
Risultato prima delle imposte	130,7	28,7	(34,3)	125,0
Imposte sul reddito	(34,7)	(0,2)	2,2	(32,8)
Risultato netto attività continue	96,0	28,4	(32,2)	92,2
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	0,0
Risultato netto di periodo	124,4	-	(32,2)	92,2
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	124,3	-	(32,2)	92,1

Dati comparativi restated primi nove mesi del 2017

Ai fini del presente Resoconto, si è ritenuto opportuno modificare i dati economici comparativi 2017 al fine di tenere conto di quanto di seguito commentato:

- la già commentata **cessione di TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo risultati adjusted⁶ della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nei primi nove mesi del 2017 tale contributo risultava positivo per 25 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- a partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

Si presenta di seguito una tabella di sintesi degli effetti descritti di cui sopra:

Schemi di Bilancio	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	765,3	(6,6)	-	758,7
Altri ricavi e proventi	7,1	-	-	7,1
Ricavi totali	772,4	(6,6)	-	765,8
Costi per acquisti	(250,0)	-	-	(250,0)
Variazioni delle rimanenze	1,3	-	-	1,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(121,2)	6,6	-	(114,6)
Costi del lavoro	(45,9)	-	-	(45,9)
Margine operativo lordo	356,4	-	-	356,4
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188,1)	-	-	(188,1)
Risultato operativo	168,4	-	-	168,4
Proventi (oneri) finanziari netti	(49,3)	-	-	(49,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26,2	-	(1,2)	0,1
Risultato prima delle imposte	145,3	-	(1,2)	119,2
Imposte sul reddito	(30,9)	-	-	(30,9)
Risultato netto attività continue	114,4	-	(1,2)	88,3
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-
Risultato prima degli interessi di terzi	114,4	-	(1,2)	88,3
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-
Risultato netto di competenza del Gruppo	114,4	-	(1,2)	88,3

⁶ Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

Terzo trimestre 2018

Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	250,3	-	250,3
Altri ricavi e proventi	2,8	-	2,8
Ricavi totali	253,1	-	253,1
Costi per acquisti	(94,3)	-	(94,3)
Variazioni delle rimanenze	0,6	-	0,6
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,9)	-	(39,9)
Costi del lavoro	(14,8)	-	(14,8)
Margine operativo lordo	104,7	-	104,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(67,1)	-	(67,1)
Risultato operativo	37,5	-	37,5
Proventi (oneri) finanziari netti	(11,9)	-	(15,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	-	0,1
Risultato prima delle imposte	25,7	-	22,3
Imposte sul reddito	(6,5)	-	(5,7)
Risultato netto attività continue	19,2	-	16,6
Risultato netto attività cedute	-	-	-
Risultato netto di periodo	19,2	-	16,6
Risultato di azionisti terzi	(0,0)	-	(0,0)
Risultato netto di competenza del Gruppo	19,2	-	16,6

Terzo Trimestre 2017

Schemi di Bilancio	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	227,0	(2,5)	-	224,5
Altri ricavi e proventi	2,3	-	-	2,3
Ricavi totali	229,4	(2,5)	-	226,9
Costi per acquisti	(78,2)	(0,5)	-	(78,7)
Variazioni delle rimanenze	1,3	-	-	1,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,1)	3,0	-	(37,1)
Costi del lavoro	(14,1)	-	-	(14,1)
Margine operativo lordo	98,2	-	-	98,2
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(62,4)	-	-	(62,4)
Risultato operativo	35,8	-	-	35,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(15,3)	-	-	(15,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	14,3	-	(4,0)	0,2
Risultato prima delle imposte	34,8	-	(4,0)	20,7
Imposte sul reddito	(4,9)	-	-	(4,9)
Risultato netto attività continue	30,0	-	(4,0)	15,8
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-
Risultato prima degli interessi di terzi	30,0	-	(4,0)	15,8
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-
Risultato netto di competenza del Gruppo	30,0	-	(4,0)	15,8



Press Release

**The Board of Directors of ERG S.p.A.
approves the Interim Management Report at 30 September 2018**

Third quarter of 2018

- **Consolidated adjusted⁷ EBITDA: €105 mln, restated⁸ €98 mln in the 3rd qtr of 2017**
- **Adjusted¹ Group net result: €17 mln, restated² €16 mln in the 3rd qtr of 2017**

Nine months of 2018

- **Consolidated adjusted¹ EBITDA: €381 mln, restated² €356 mln in the 9 months of 2017**
- **Adjusted¹ Group net result: €92 mln, restated² €88 mln in the 9 months of 2017**

Genoa, 14 November 2018 – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Management Report at 30 September 2018.

Consolidated adjusted financial results

3rd Quarter			Performance highlights (million Euro)	First nine months		
2018	2017	Var. %		2018	2017	Var. %
105	98	7%	EBITDA	381	356	7%
38	36	5%	EBIT	178	168	6%
17	16	5%	Group net result	92	88	4%

	30.09.18	31.12.17	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,389	1,233	+157
Leverage⁹	43%	40%	

Luca Bettonte, ERG's Chief Executive Officer, commented: "The results during the quarter have continued to grow, confirming the trend observed since the start of the year. Again in these three months of the year characterised by scarce wind conditions and abundant water availability, the complementarity of the various energy sources and the contribution of additional capacity as regards Solar Power in Italy and Wind Power in Europe have played a key role in the achievement of improved results compared to a year ago. These factors, also supported by a favourable price scenario, more than offset, in the Wind Power sector, the poor wind conditions, the higher imbalance charges and the discontinuation of incentives as regards part of the Italian output and, in the Thermoelectric Power sector, the decline in value of White Certificates and reduction in generation margins due to the rise in the price of CO2. In the light of such results we feel confidently able to confirm the increased Guidance indicated at the time of the half-yearly report and therefore forecast, for the end of 2018, EBITDA between 490 and 500 million Euro and a net debt of 1,350 million Euro, after the distribution of dividends amounting to 171 million Euro, and including investments totalling between 520 and 540 million Euro."

⁷ In order to facilitate the understanding of business performance, the financial results are shown excluding significant income components of a non-recurring nature (special items): these results are indicated using the term "adjusted". For a definition of the indicators and reconciliation of the amounts in question, reference is made to the specific section of this Press Release "Alternative Performance Indicators"

⁸ For a definition and reconciliation of Restated amounts reference is made to the Preliminary Remarks section of this Press Release

⁹ The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital

Preliminary remarks

Restated comparative data

The sale of **TotalErg**, completed on 10 January 2018, marked the definitive exit from the OIL industry on the part of the ERG Group, whose business starting from 2018 thus exclusively concerns the market for the generation of electricity from renewable sources. The comparison of 2018 results with those for the corresponding periods in 2017 is therefore affected by this variation in scope: consequently, in order to facilitate the understanding of performance and the comparability of the results during the two periods, and bearing in mind the Group's new strategic and industrial positioning, the comparative financial data for 2017 have been modified, excluding the adjusted results¹⁰ pertaining to the TotalErg joint venture which were previously consolidated using the equity method and stated at the line "Net income (loss) from equity investments". In the first nine months of 2017 this contribution was positive by Euro 25 million (+Euro 24 million as regards FY2017). Starting from 1 January 2018 accounting standard **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** has been applied, without significantly impacting the Group's Consolidated Financial Statements. More specifically, for some contracts ERG has been identified as "agent", providing for net revenue amounts to be reported showing just the total income.

	First nine months of 2017	Deconsolidation of TotalErg	IFRS 15 reclassifications	First nine months of 2017 restated
Financial highlights				
Revenues from ordinary operations	765	0	(7)	759
Adjusted EBITDA	356	0	0	356
Adjusted EBIT	168	0	0	168
Net result	114	(26)	0	88
Of which Group net result	114	(26)	0	88
Adjusted Group net result	113	(25)	0	88

Change in the scope of business during the third quarter of 2018

▪ Wind power

On **1 August 2018** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., finalised the acquisition of a 100% stake in the company Creag Riabhach Wind Farm Ltd, a company incorporated under Scottish law, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland, to the north of Inverness, in the county of Sutherland. The wind farm will comprise 22 turbines, giving an authorised capacity of 79.2 MW and estimated electricity output, when fully operational, of around 250 GWh/year, corresponding to more than 3,000 equivalent hours and approximately 147 kt of avoided CO2 emissions.

The works for construction of the wind farm are scheduled to commence during 2020 and the facility is expected to come into operation, after completion of the connection to the national grid, by the end of March 2022. The wind farm will participate in the UK's existing energy and capacity markets. The total estimated investment for construction of the wind farm is approximately £89 million (about 98 million Euro at the current exchange rate), which already includes the amount paid to purchase the investment.

By way of this transaction, ERG consolidates its organic growth path outside of Italy and more specifically in the UK, with a growth in secured capacity from 84MW to 163MW, and, also following the recent acquisitions in France, increases from 40% to around 70% the secured percentage of overall Plan objectives.

On **3 August 2018**, through its subsidiary ERG Eolienne France Sas, ERG acquired from Renvico France SAS a 25% equity interest in the companies Parc Eolienne de la Voie Sacrée Sas and Parc Eolienne d'Epense Sas, owners of two wind farms with an overall capacity of 16.25 MW, which came on stream respectively in 2007 and 2005; this follows the 75% stake already purchased from Vent d'Est in the first quarter of 2018.

¹⁰ Net of special items and inventory gains (losses)

Considering the new acquisition of assets in the UK market, starting from this Report the development project companies ERG UK Holding LTD (in October, renamed Evishagaran Wind Farm LTD) and Sandy Knowe Wind Farm LTD, owners of two already authorised development projects in the United Kingdom respectively for 35 MW and 49 MW, which were previously valued using the cost method due to their non-significant dimensions and not-yet-operational status, have also been fully consolidated.

Third quarter

Consolidated financial results

In the **third quarter of 2018 revenues from ordinary operations** came to Euro 250 million, with an increase compared to Euro 225 million in 2017 following the contribution made by the new assets, particularly the solar power plants, within a general situation of strongly rising electricity prices in the reference markets, such effects being only partially offset by the expected phase-out of incentives on part of the productions.

Adjusted EBITDA, at Euro 105 million, showed an improvement with respect to Euro 98 million posted during the corresponding period in 2017. The positive variation of Euro 6 million reflects the following:

- **Wind Power (-17):** EBITDA amounted to Euro 40 million, with a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 57 million), following the poorer results of the Italian wind farms (Euro -16 million), due above all to the significantly less favourable wind conditions, as well as, to a lesser extent, the decrease in incentivised output (74% of the total compared to 82% in 2017), the lower unitary incentive value (99 Euro/MWh compared to 107 Euro/MWh) and the imbalance charges; the overseas wind farms posted just a slight downturn in results (Euro -1 million) despite the very unfavourable wind conditions in all the reference geographical locations and the anticipated reduction from two to just one green certificate in Romania; these effects were almost entirely compensated by the improved price scenario recorded in Poland and Romania and by the growth in French installed capacity.
- **Solar Power (+12):** as regards the plants acquired from Forvei at the beginning of the year, EBITDA came to Euro 12 million, in line with forecasts, of which Euro 11 million for energy account revenues and Euro 3 million for market revenues, net of approximately Euro 2 million for overheads mostly pertaining to maintenance costs.
- **Hydroelectric Power (+19):** EBITDA, at Euro 38 million (Euro 19 million in 2017), showed a strong growth compared to the previous year, thanks to the period's abundant water availability and the utilisation of reservoirs during the quarter.
- **Thermoelectric Power (-5):** the result posted by thermoelectric power came to Euro 18 million, with a downturn of Euro 5 million compared to Euro 23 million in the third quarter of 2017, following above all the lower output due to maintenance on the steam turbines during the month of July and, to a lesser extent, the reduced contribution from sales, which reflected the less profitable trend in the spark spread.

Adjusted EBIT amounted to Euro 38 million (Euro 36 million in the third quarter of 2017) after amortisation and depreciation totalling Euro 67 million, up by Euro 5 million particularly following the new investments in Solar Power and acquisition of the new wind farms in France.

The **adjusted Group net result** of Euro 17 million showed an upturn compared to the restated figure of Euro 16 million for the third quarter of 2017, thanks to the already commented improvement in operating results.

The **Group net result** came to Euro 19 million (restated Euro 16 million in the third quarter of 2017) and reflects the already commented increase in net operating results, as well as the capital gain associated with refinancings during the period pursuant to accounting principle IFRS9.

Net financial debt, at **Euro 1,389 million**, showed a decrease of Euro 77 million with respect to 30 June 2018 and reflects the positive net operating cash flow, also following the positive trend in net working capital, which benefitted from the incentive payments received in connection with output for the first part of 2018

(Euro 91 million) and the Energy Efficiency Certificates generated in 2017 (Euro 27 million), partially offset by investments during the period (Euro 37 million) and the payment of taxes (Euro 8 million).

Nine months

In the **first nine months** of 2018 **revenues from ordinary operations** totalled Euro 766 million, essentially in line with the first nine months of 2017 (Euro 759 million).

Adjusted EBITDA came to Euro 381 million, with an increase compared to Euro 356 million posted in 2017. The positive variation of Euro 25 million reflects the following factors:

- **Wind Power (-28):** EBITDA amounted to Euro 199 million, with a decrease compared to the corresponding period a year earlier (Euro 227 million), reflecting the poorer results of the Italian wind farms (Euro -32 million), due above all to the less favourable wind conditions, the reduction in incentivised output (72% of the total compared to 85% in 2017), the lower unitary incentive value (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), as well as the imbalance charges, only partly compensated by the positive scenario of the energy market prices. The downturn in Italian results were only partially offset by the improved results outside of Italy (Euro +4 million) thanks to the increase in French installed capacity and the contribution during the first quarter from the Brockaghboy wind farm in the UK, despite the less favourable wind conditions.
- **Solar Power (+28):** as regards the plants acquired from Forvei at the beginning of 2018, EBITDA came to Euro 28 million, in line with forecasts, of which Euro 26 million for energy account revenues and Euro 6 million for market revenues, net of approximately Euro 4 million for overheads mostly pertaining to operation and maintenance costs.
- **Hydroelectric Power (+45):** EBITDA came to Euro 118 million (Euro 73 million in 2017), with a strong growth compared to the previous year which, *inter alia*, had benefitted from the recovery of prior incentives in the amount of Euro 8 million associated with cancellation of the RES-E (*IADR*) status revocation for certain plants. Performance was favourably affected by both the abundant water availability recorded during the period, particularly starting from the month of March, and the utilisation of reservoirs during the third quarter.
- **Thermoelectric Power (-15):** the result posted by the thermoelectric sector, at Euro 48 million, was down by Euro 15 million with respect to Euro 63 million in the first nine months of 2017, following above all the lower contribution to results from Energy Efficiency Certificates, which in the first nine months of 2017 had also benefitted to the extent of around Euro 11 million from the revaluation of certificates accrued in 2016 and sold in 2017. The results also reflected the less profitable trend in the spark spread.

Adjusted EBIT came to Euro 178 million (Euro 168 million in the first nine months of 2017) after amortisation and depreciation totalling Euro 203 million, up by Euro 15 million mainly following the new investments in Solar Power and the wind farms acquired in France during the course of the year.

The **adjusted Group net result** amounted to Euro 92 million, with a growth over the restated figure of Euro 88 million for the first nine months of 2017, reflecting the already commented improvement in operating results and the increase in financial charges associated with the funding of the newly-acquired production capacity.

The **Group net result** of Euro 124 million (restated Euro 88 million in the first nine months of 2017) reflects, in addition to the already commented improvement in net operating results, the capital gain relating to the sale of Brockaghboy (Euro 26 million).

Net financial debt came to **Euro 1,389 million**, showing an increase (Euro 157 million) with respect to 31 December 2017 (Euro 1,233 million) and reflecting investments during the period (Euro 484 million), the distribution of dividends (Euro 171 million), the payment of a debt associated with previous years' OIL purchases (Euro 42 million) and the payment of taxes (Euro 8 million), partly offset by the positive cash flow during the period (Euro 262 million) and the payments received for the sale of TotalErg (Euro 180 million) and Brockaghboy (Euro 106 million).

Investments

3 rd Quarter		Million Euro	Nine months	
2018	2017		2018	2017
32	7	Wind Power	130	66
0	n.a.	Solar Power	345	n.a.
2	2	Thermoelectric Power	4	5
2	2	Hydroelectric Power	3	4
1	0	Corporate	2	1
37	11	Total investments	484	77

Investments in the **third quarter of 2018** totalled **Euro 37 million** (Euro 11 million in the third quarter of 2017) and concern the acquisition of Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland, and the acquisition from Renvico France SAS of the remaining 25% stake in the companies Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS and Parc Eolienne d'Epense SAS. Moreover, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 13 million**, of which 64% in the Wind Power sector (61% in 2017), primarily connected with development of the new wind farms in France and Germany, 13% in the Thermoelectric Power sector (15% in 2017), 15% in the Hydroelectric Power sector (21% in 2017) and 6% in the Corporate sector (3% in 2017), with reference to the ICT area.

Investments in the **first nine months of 2018** totalled **Euro 484 million** (Euro 77 million in the first nine months of 2017) and mainly concern the acquisition of solar power plants in Italy (Euro 345 million), acquisition of the French wind farms from Impax New Energy (Euro 67 million), the acquisition of two wind farms in France (Euro 14 million) and the company Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland. Moreover, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 34 million**, of which 74% in the Wind Power sector (72% in 2017), primarily connected with development of the new wind farms in France and Germany, 11% in the Thermoelectric Power sector (15% in 2017), 9% in the Hydroelectric Power sector (10% in 2017) and 5% in the Corporate sector (4% in 2017), mainly with reference to the ICT area.

Wind Power: investments during the **third quarter of 2018** (Euro 32 million) refer above all to the acquisition of Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland, the acquisition from Renvico France SAS of the remaining 25% stake in the companies Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS and Parc Eolienne d'Epense SAS, development costs pertaining to the Linda project for the construction of a 21.6 MW wind farm in Germany and the development of French wind farms acquired during the period.

Investments during the **first nine months of 2018** (Euro 130 million) primarily refer to the acquisition of two wind farms in France (Euro 14 million), the acquisition of the French wind power companies from Impax New Energy (Euro 67 million) and the acquisition of Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland. Moreover, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 25 million**, mainly in connection with development of the new wind farms in France and Germany.

Solar Power: investments in the first nine months of 2018 concern the acquisition of 30 photovoltaic plants, which came on stream between 2010 and 2011 and are located in 8 regions of Northern and Southern Italy, with an installed capacity of 89 MW and annual output of around 136 GWh. The entire installed capacity is eligible for incentives, with an average expiry date of 2030. The transaction's enterprise value amounted to approximately Euro 345 million.

Hydroelectric Power: Investments in hydroelectric power, amounting to Euro 3 million, refer above all to maintenance contracts and projects scheduled with regard to the seismic enhancement of infrastructures and in the area of Health, Safety and the Environment.

Thermoelectric Power: investments during 2018 (Euro 2 million during the quarter and Euro 4 million in the first nine months of 2018) primarily concerned ERG Power's CCGT facility, which continued with its initiatives aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability. Moreover, the scheduled interventions went ahead in the area of Health, Safety and the Environment.

Operational Data

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

During the **third quarter of 2018**, overall electricity sales amounted to 3.1 TWh (2.5 TWh in the corresponding period of 2017), against a total of around 1.6 TWh produced by the Group's facilities (1.6 TWh also in the corresponding period of 2017), of which approximately 0.2 TWh abroad and 1.4 TWh in Italy. The latter figure represents about 1.6% of overall domestic electricity demand (1.6% also in the third quarter of 2017).

During the **first nine months of 2018**, overall electricity sales came to 10.2 TWh (8.6 TWh in the corresponding period of 2017), against a total of around 5.7 TWh produced by the Group's facilities (5.2 TWh in the corresponding period of 2017), of which approximately 1.0 TWh abroad and 4,6 TWh in Italy. The latter figure represents about 1.9% of overall domestic electricity demand (1.8% in the first nine months of 2017).

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

In the **third quarter of 2018** steam sales¹¹ carried out amounted to 154 thousand tonnes (178 thousand tonnes in the corresponding period of 2017); 498 thousand tonnes during the **first nine months of 2018** (575 thousand tonnes in the corresponding period of 2017).

2018	3 rd quarter			Electricity Output (GWh)	Nine months			
	2017	Δ	Δ%		2018	2017	Δ	Δ%
578	723	-145	-20%	Wind power output	2,509	2,532	-23	-1%
338	444	-106	-24%	- Italy	1,490	1,523	-33	-2%
240	279	-39	-14%	- Overseas	1,019	1,009	10	1%
45	n.a.	45	n.a.	Solar power output	109	n.a.	109	n.a.
401	232	169	73%	Hydroelectric power output	1,402	884	517	59%
591	638	-47	-7%	Thermoelectric power output	1,645	1,812	-167	-9%
1,615	1,593	22	1%	ERG Plants total output	5,665	5,228	437	8%

With regard to output, in the **third quarter of 2018** we particularly report:

Wind Power: wind power output totalled 578 GWh, showing a decrease compared to the third quarter of 2017 (723 GWh), with output down by around 24% in Italy (from 444 GWh to 338 GWh) and 14% abroad (from 279 GWh to 240 GWh).

The downturn in Italian output (-106 GWh) reflects the poorer wind conditions compared to those recorded in the third quarter of 2017 in essentially all regions and especially in Campania, Sicily and Sardinia.

Outside of Italy, the decrease of 39 GWh is primarily ascribable to the lower output in France (-14 GWh) and Eastern Europe (-21 GWh), mainly following the particularly high productions recorded in Bulgaria and Romania in the third quarter of 2017.

Solar Power: output amounted to around 45 GWh, with a load factor of 23%.

Hydroelectric Power: ERG Hydro's output totalled 401 GWh, with a significant increase compared to the corresponding period in 2017 (232 GWh) thanks to the abundant availability of water and management of reservoir levels.

¹¹ Steam supplied to end users net of the steam quantities withdrawn by the same and pipeline leaks.

Thermoelectric Power: during the **third quarter of 2018**, ERG Power recorded a net electricity output of 591 GWh, with a downturn compared to the corresponding period in 2017 (638 GWh) in the presence of a less favourable market situation characterised by a decline in net generation margins following the progressive growth in CO2 and natural gas prices during the period not yet fully reflected in the sales prices. This trend was in line with the more general trend recorded in Italy for the entire thermoelectric sector.

In the first nine months of 2018:

Wind Power: wind power **electricity output** totalled 2,509 GWh, with a slight falloff compared to the corresponding period in 2017 (2,532 GWh), reflecting an approximately 2% downturn in Italian output (from 1,523 GWh to 1,490 GWh) and a 1% increase outside of Italy (from 1,009 GWh to 1,019 GWh).

The decrease in Italian output (-33 GWh) reflects the poorer wind conditions with respect to those recorded in the first nine months of 2017 in essentially all regions, except for Sicily, Sardinia and Basilicata.

Outside of Italy, the increase of +10 GWh is ascribable to the contribution, up until 7 March 2018, of the facility in Northern Ireland (29 GWh) as well as the higher productions in France which also benefitted from the output of 24 GWh as regards the recently acquired French plants (Vent d'est and the former Epuron) which were not present in the corresponding period of 2017; these higher productions outside of Italy were partly mitigated by the lower output in Eastern Europe (-53 GWh) with respect to the particularly high productions seen in the first nine months of 2017.

Solar Power: output amounted to around 109 GWh, with a load factor of 19%

Hydroelectric Power: electricity output totalled 1,402 GWh, with an increase compared to both the corresponding period a year earlier (884 GWh) and the ten-year historical average

Thermoelectric Power: During the **first nine months of 2018** ERG Power recorded a net electricity output of 1,645 GWh, with a downturn compared to the corresponding period in 2017 (1,812 GWh) in the presence of a less favourable market situation characterised by a decline in net generation margins following the progressive growth in CO2 and natural gas prices during the period not yet fully reflected in the sales prices. This trend was in line with the more general trend recorded in Italy for the entire thermoelectric sector.

Main events during the quarter

On **1 August 2018** ERG acquired a 100% equity interest in **Creag Riabhach Wind Farm Ltd**, a company incorporated under Scottish Law, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland (see PR 3/8/2018).

On **3 August 2018** ERG acquired the remaining 25% stake in two companies, owners of two wind farms in France with an overall capacity of 16.25 MW; this follows the 75% stake already purchased from Vent d'Est SAS in March 2018 (see PR 3/8/2018).

On **3 August 2018** ERG signed an agreement with Quercus for the creation of a public limited company, **ERG Q Solar1**, under the joint ownership of Erg (60%) and the Quercus Italia Solar Fund sub-fund (40%), with the aim of consolidating the Italian photovoltaic market (see PR 3/8/2018). Activities for the establishment of ERG Q Solar 1 are underway.

Main events occurred after the end of the quarter

On **20 October 2018**, to mark the celebration of ERG's 80th anniversary, the parent company San Quirico S.p.A. and ERG S.p.A. signed an agreement providing for the gratuitous assignment of 80 ERG treasury shares in favour of each employee of the ERG Group's Italian companies, the cost of which (including the value of ERG's treasury shares) will be fully reimbursed by the aforesaid San Quirico S.p.A., the Garrone and Mondini families' holding company.

The assignment, to be finalised in January 2019, will concern an overall maximum number of 675 employees and 54,000 shares, currently held in the Company's portfolio, and will have an estimated total value of approximately 1.1 million Euro.

ERG also decided to allocate to the employees of all the Group's companies an extraordinary award in the amount of 1,500 Euro which, as regards the overseas company employees, will be increased by a sum corresponding to the value of the shares assigned to individual Italian company employees. The overall amount of this award is estimated at around 1.2 million Euro (see PR 20/10/2018).

Again as part of ERG's 80th anniversary celebrations, the Group offered to donate a contribution of 1 million Euro to the Municipality of Genoa towards the requalification and sustainable development projects in Valpolcevera following the collapse of the Morandi bridge.

On **25 October 2018**, ERG S.p.A., through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., and E.ON Energia S.p.A signed a framework agreement for the three-year supply of electricity destined for the Italian market, which may be renewed for an additional year.

The agreement provides for ERG to supply E.ON with an overall volume of electricity up to approximately 3TWh during the three years 2019-21, to meet the needs of customers who are increasingly sensitive to the issue of environmental sustainability. Under the agreement, ERG may supply the quantities of electricity requested by E.ON to cover its customers' hour-by-hour requirements (see PR 25/10/2018).

Business outlook

Set out below is the foreseeable trend in the main scenario and performance indicators during 2018:

Wind Power: ERG continues to pursue its international development strategy in the Wind Power sector; in fact following the acquisition of the Melier (8 MW) and Vent d'est (16.25 MW) wind farms, together with the Torfou (18 MW) and Vallée de l'Aa (13 MW) wind farms under construction and scheduled to come on stream during the year, by the end of 2018 installed capacity in France will exceed 300 MW. Regarding Italy, however, in keeping with the forecasts contained in the 2018 – 2022 Business Plan, a downturn in EBITDA is expected due to the negative impact of the new imbalance legislation, the progressive exit from the incentive system during the year of around 72 MW and the lower incentive price, the value of which is determined based on the average price of electricity recorded in 2017. Outside of Italy, the result is expected to be approximately in line with the previous year; the increase in installed capacity in France and the favourable scenario in Poland offset the discontinuation of the double green certificate in Romania.

Generally speaking, the Wind Power sector is therefore expected to post a net downturn in overall EBITDA, also in view of the poor wind conditions both in Italy and abroad during the first nine months of the year.

Solar Power: In 2018 ERG entered the Solar Power sector via the acquisition of FORVEI (89 MW), further consolidating its technological diversification strategy. Moreover, due to the significant size of the operation it will be possible to expand and optimise Energy Management's portfolio and capitalise on industrial skills in the management of assets.

Overall, EBITDA for the Solar Power sector will contribute towards improving the result compared to 2017, the year prior to the Group's entry into this technology.

For FY2018 EBITDA is expected to exceed Euro 30 million, in line with the Business Plan forecast.

Hydroelectric Power: During 2018, ERG will continue interventions to consolidate the Terni hydroelectric complex. Results are expected to show a strong growth due to the higher volumes anticipated compared to the previous year, such as to more than offset the lower price of the incentive provided for approximately 40% of output, and the revenues associated with the recovery of prior incentives totalling around Euro 8 million which had benefitted the hydroelectric power sector in 2017.

The hydroelectric power sector is expected to post a significant upturn in EBITDA.

Thermoelectric Power: During 2018, ERG will continue to improve the operating efficiency of ERG Power's CCGT plant. A sharp downturn in results is expected due to the less favourable price scenario and the decrease in the price of white certificates, partly mitigated by participation in the dispatching services market, recovery of operational efficiency and the Energy Management business.

The thermoelectric sector is expected to post a decline in EBITDA.

Overall FY2018 EBITDA therefore continues to be forecast within a range of between Euro 490 and 500 million, with a growth compared to 2017 (Euro 472 million) despite the decreasing incentivised perimeter in the Italian Wind Power sector and the lower incentive price as regards both Wind and Hydro. These effects are more than offset by the contribution of the new Solar Power assets and the new overseas wind farms, as well as the anticipated significant growth in volumes as regards the Hydro sector.

FY2018 investments are expected to be in a range of between Euro 520 and 540 million, in line with the previous indication. ERG's cash generation, both from operating activities and deriving from the sale of

TotalErg and Brockaghboy, will make it possible to limit the increase in debt to around Euro 1.35 billion (Euro 1.23 billion in 2017), partially offsetting investments during the period, as well as the distribution of an ordinary and extraordinary dividend of Euro 1.15 per share and the payment of financial charges.

In reference to the estimates and forecasts provided, we point out that actual results may differ even significantly from the announced results due to a multitude of factors, including: future trends in prices, the operating performance of plants, the impact of regulations for the oil and energy industry and for the environment, other changes in business conditions and in the action of the competition.

The layout of the accounting statements corresponds to the format used in the Interim Report on Operations. Appropriate explanatory notes illustrate the recurring results.

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

The results for the third quarter will be illustrated to analysts and investors today, at 11.00 a.m. (CET), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website (www.erg.eu); the presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued at 7.45 a.m.(CET) on 14 November 2018, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com). The Interim Management Report at 30 September 2018 is available to the public at the Company's registered office at via De Marini 1, Genoa, on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com).

Contacts:

Sabina Alzona Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 mob. + 39 340 1091311
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

Performance highlights

3rd quarter		(EUR million)		9 months	
2018	2017 restated			2018	2017 restated
Main Income Statement data					
250	225		Revenues from ordinary operations	766	759
105	98		EBITDA adjusted	381	356
38	36		EBIT adjusted	178	168
19	16		Net income	124	88
19	16		of which Group net income	124	88
17	16		Group net profit (loss) adjusted ⁽¹⁾	92	88
Main Financial data					
3,209	3,153		Net invested capital	3,209	3,153
1,819	1,783		Shareholders' Equity	1,819	1,783
1,389	1,370		Total net financial indebtedness ⁽²⁾	1,389	1,370
1,228	1,209		of which non-recourse Project Financing ⁽³⁾	1,228	1,209
43%	43%		Financial leverage	43%	43%
42%	44%		EBITDA Margin %	50%	47%
Operating data					
1,791	1,768		Installed capacity at period end - wind farms	<i>MW</i>	1,791
578	723		Electric power generation from wind farms	<i>milioni di KWh</i>	2,509
480	480		Installed capacity - thermoelectric plants	<i>MW</i>	480
591	638		Electric power generation from thermoelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	1,645
527	527		Installed capacity at period end - Hydroelectric plants	<i>MW</i>	527
401	232		Electric power generation from hydroelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	1,402
90	n.a.		Installed capacity - solar plants	<i>MW</i>	90
45	n.a.		Electric power generation from solar plants	<i>milioni di KWh</i>	109
3,132	2,537		Total sales of electric power	<i>milioni di KWh</i>	10,218
37	11		Investments ⁽⁴⁾	<i>milioni di Euro</i>	484
742	717		Employees at period end	<i>Unità</i>	742
Net unit revenues					
130.8	140.1		Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	125.0
95.2	94.4		Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	93.8
86.5	89.5		Wind France	<i>Euro/MWh</i>	86.9
57.7	49.3		Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	57.7
72.7	62.2		Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	71.6
59.7	41.6		Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	52.9
n.a.	n.a.		Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	100.4
302.4	n.a.		Solar	<i>Euro/MWh</i>	295.3
119.2	122.1		Hydroelectric power	<i>Euro/MWh</i>	104.8
42.8	44.0		Thermoelectric power	<i>Euro/MWh</i>	39.2

To enhance an understanding of the Group's business performance, adjusted revenue and operating results are shown, therefore excluding special items. The restated comparative 2017 figures do not take account of the adjusted results of TotalErg, sold in January 2018.

⁽⁵⁾ does not include special items and related applicable theoretical taxes

⁽⁶⁾ includes the non-current financial loan to api S.p.A. (EUR 37 million) as deferred component of the TotalErg sale price.

⁽⁷⁾ Including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates

⁽⁸⁾ in property, plant and equipment and intangible assets. Including investments through Mergers & Acquisitions equal to EUR 449 million performed in the first nine months of 2018 for the acquisition of the companies of the ForVei Group (solar) and for the acquisitions of companies owning wind farms in France, Germany and the United Kingdom. In the first nine months of 2017, investments through Mergers & Acquisitions amounted to EUR 39.5 million for the acquisition of the DIF Group (wind) companies in Germany

Performance highlights by segment

3rd quarter		(EUR million)	9 months	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
Revenues from ordinary operations:				
70	87	Wind power	280	319
14	n.a	Solar	32	n.a
51	29	Hydroelectric power	151	104
115	108	Thermoelectric power ⁽¹⁾	302	335
8	10	Corporate	25	30
(8)	(10)	Intra-segment revenues	(25)	(29)
250	225	Total revenues	766	759
EBITDA adjusted				
40	57	Wind power	199	227
12	n.a	Solar	28	n.a
38	19	Hydroelectric power	118	73
18	23	Thermoelectric power ⁽¹⁾	48	63
(3)	(0)	Corporate	(11)	(6)
105	98	EBITDA adjusted	381	356
Amortisation, depreciation and write-downs				
(39)	(40)	Wind power	(120)	(119)
(5)	n.a	Solar	(15)	n.a
(14)	(15)	Hydroelectric power	(43)	(44)
(8)	(7)	Thermoelectric power ⁽¹⁾	(23)	(23)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(67)	(62)	Amortisation and depreciation adjusted	(203)	(188)
EBIT				
1	17	Wind power	79	108
7	n.a	Solar	13	n.a
23	4	Hydroelectric power	74	29
11	16	Thermoelectric power ⁽¹⁾	25	39
(4)	(1)	Corporate	(13)	(8)
38	36	EBIT adjusted	178	168
Investments ⁽²⁾				
32	7	Wind power	130	66
0	n.a	Solar	345	n.a
2	2	Hydroelectric power	3	4
2	2	Thermoelectric power	4	5
1	0	Corporate	2	1
37	11	Total investments	484	77

⁽³⁾ Includes residual contribution of minor portfolios managed by Energy Management not attributable to individual businesses

⁽⁴⁾ Includes investments in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments

Adjusted Income Statement

To enhance an understanding of the Group's performance, the operating results are shown in this section excluding special items. As already indicated in the Introduction, the restated comparative data are shown in order to take account of the change in scope linked to TotalErg and Brockaghboy and the application of IFRS 15. For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, as well as for the restatement of the restated comparative figures, reference is made to that indicated in the section Alternative Performance Indicators below.

3rd quarter			9 months	
2018	2017 restated	(EUR million)	2018	2017 restated
250.3	224.5	Revenues from ordinary operations	766.0	758.7
2.8	2.3	Other revenues and income	16.8	7.1
253.1	226.9	TOTAL REVENUES	782.9	765.8
(93.8)	(77.4)	Costs for purchase and changes in inventory	(233.4)	(248.8)
(39.9)	(37.1)	Costs for services and other operating costs	(122.7)	(114.6)
(14.8)	(14.1)	Cost of labor	(45.4)	(45.9)
104.7	98.2	EBITDA	381.4	356.4
(67.1)	(62.4)	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(203.3)	(188.1)
37.5	35.8	EBIT	178.0	168.4
(15.3)	(15.3)	Net financial income (expenses)	(53.1)	(49.3)
0.1	0.2	Net income (loss) from equity investments	0.1	0.1
22.3	20.7	Profit before taxes	125.0	119.2
(5.7)	(4.9)	Income taxes	(32.8)	(30.9)
16.6	15.8	Profit for the period	92.2	88.3
(0.0)	0.0	Minority interests	(0.1)	0.0
16.6	15.8	Group's net profit (loss)	92.1	88.3

Reclassified Statement of Financial Position

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the financial statements, used to draft the interim financial report at 30 June, highlighting the uses of resources in non-current assets and in working capital and the related funding sources. For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the “Alternative Performance Indicators” section below

09/30/2017	Reclassified Statement of Financial Position	09/30/2018	06/30/2018	12/31/2017
	<i>(EUR million)</i>			
3,280.8	Fixed assets	3,312.7	3,343.8	3,260.8
140.8	Net working capital	182.7	224.1	150.0
(6.6)	Employees' severance indemnities	(6.0)	(5.8)	(6.4)
319.7	Other assets	316.4	322.2	278.7
(582.2)	Other liabilities	(597.0)	(608.9)	(573.0)
3,152.6	Net invested capital	3,208.7	3,275.4	3,110.1
1,782.5	Group Shareholders' Equity	1,819.3	1,807.8	1,877.5
0.0	Minority interests	0.0	1.2	0.0
1,370.1	Net financial indebtedness	1,389.4	1,466.4	1,232.7
3,152.6	Shareholders' equity and financial debt	3,208.7	3,275.4	3,110.1

Cash Flow:

3rd quarter		9 months	
2018	2017 (EUR million)	2018	2017
104.7	98.2	381.4	356.4
36.6	69.7	(106.8)	16.0
141.2	167.9	274.5	372.4
(13.0)	(10.9)	(34.4)	(35.1)
(24.1)	-	(449.4)	(39.5)
0.9	(0.4)	-	15.0
-	-	179.5	-
-	-	105.7	-
0.0	-	0.2	-
(36.1)	(11.3)	(198.2)	(59.6)
(15.3)	(15.3)	(53.1)	(49.3)
0.1	(0.0)	0.1	(0.1)
(15.2)	(15.3)	(53.0)	(49.4)
(8.1)	-	(8.1)	(15.2)
-	-	(171.1)	(74.4)
(4.9)	2.7	1.3	13.3
(4.9)	2.7	(169.8)	(61.1)
0.1	-	(2.1)	-
1,466.4	1,514.1	1,232.7	1,557.2
(77.0)	(144.0)	156.7	(187.1)
1,389.4	1,370.1	1,389.4	1,370.1

The **cash flow from operations** in the **first nine months of 2018** was a positive EUR 275 million, a decrease of EUR 98 million compared to the same period of 2017, primarily due to the settlement of a EUR 42 million debt in relation to oil purchases in previous years and precise trends in working capital also influenced by TotalErg's exit from the group VAT consolidation scheme.

The **cash flow from operations** in the **third quarter** was a positive EUR 141 million, a decrease of EUR 26 million compared to the same period of 2017, as a result of the collections of incentives relating to production in the first quarter of 2018 (EUR 91 million) and the Energy Efficiency Certificates produced in 2017 (EUR 27 million).

The **cash flow used in investments** in the **first nine months of 2018** relates mainly to M&A activities and, in particular, to the acquisition of ForVei (EUR 345 million), of Vent d'Est SAS (EUR 14 million), of the French companies acquired by Impax New Energy (EUR 67 million) and of the company Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland (EUR 23 million), as well as investments in property, plant and equipment and intangible assets (EUR 34 million). A detailed analysis of investments in property, plant and equipment and intangible assets during the period may be found in the specific section.

The cash flow from divestments is mainly linked to the sale of the investment in TotalErg and of the UK Brockaghboy wind farm.

The **cash flow used in investments** in the **third quarter** reflects the acquisition of the company Creag Riabhach Wind Farm Ltd (EUR 23 million), holder of authorisations for the construction of a wind farm in Scotland, as well as investments in property, plant and equipment and intangible assets (EUR 13 million) relating primarily to the costs of development of wind farms in France and Germany.

The **cash flow used in financial management** refers to the higher liabilities linked to interest accrued during the period.

The **cash flow used in equity** relates mainly to the impact of the distribution of dividends to shareholders, the effects of the transition to IFRS 9 at the date of first application (1 January 2018), net of the related tax effects, and to changes in the hedging reserve.

The **change in the consolidation scope** relates to:

- the effects of the consolidation of equity investments previously measured using the cost method since they were not yet operational (WP France 6, Evishagaran and Sandy Knowe) or were not of a significant size (ISAB Energy Solare).

Alternative Performance Measures

Definitions

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

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

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

Finally, in order to enhance an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown excluding special income items: these results are indicated with the term "Adjusted results".

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

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

- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment" to the net operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the financial statements.
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income components (special items).
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment.
- The **adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax.
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special profit or loss components (special items), net of the related tax effects.
- **Investments** are obtained from the sum of investments in property, plant and equipment and intangible assets. Starting from the Interim Report at 31 March 2018, they also include the carrying amount of the acquisitions of net assets within the scope of M&A transactions.
- **Net working capital** is the sum of inventories, trade receivables and trade payables.
- **Net invested capital** is the algebraic sum of non-current assets, net working capital, liabilities related to post-employment benefits, other assets and other liabilities.
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with CONSOB communication 15519/2006, also including the non-current loan to api S.p.A. (EUR 37 million) as a deferred component of the TotalErg sale price, as well as the non-current portion of assets relating to derivative instruments.
- **Financial leverage** is calculated by comparing total net financial liabilities (including Project Financing) to the net invested capital.
- The **special items** include significant atypical income items. These include:
 - income and expenses connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do frequently re-occur over the normal course of business;
 - income and expenses related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
 - capital gains and losses linked to the disposal of assets;
 - significant write-downs recorded on assets following impairment tests;

income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.

Reconciliation with adjusted operating results

3rd quarter		EBITDA	Notes	9 months	
2018	2017 restated			2018	2017 restated
104.7	98.2	EBITDA from continuing operations		378.1	356.4
0.0	0.0	<i>Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	3.3	-
104.7	98.2	EBITDA		381.4	356.4
0.0	0.0	<i>Exclusion Special items:</i>		0.0	0.0
104.7	98.2	Adjusted EBITDA		381.4	356.4
Amortization and depreciation and write-downs					
(67.1)	(62.4)	Amortization and depreciation on continuing operations		(202.6)	(188.1)
0.0	0.0	<i>Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	(0.7)	-
(67.1)	(62.4)	Amortization and depreciation adjusted		(203.3)	(188.1)
0.0	0.0	<i>Exclusion Special items: - Special Items</i>		0.0	0.0
(67.1)	(62.4)	Amortization and depreciation adjusted		(203.3)	(188.1)
Group's net Profit (loss)					
19.2	15.8	Group's net Profit (loss)		124.3	88.3
0.0	0.0	<i>Exclusion of ancillary charges on extraordinary operations</i>		-	0.0
0.0	0.0	<i>Exclusion of capital gain of Brockaghboy sale</i>	2	(26.2)	0.0
(2.6)	0.0	<i>Exclusion of net proceeds (IFRS 9) on refinancing</i>	3	(6.0)	0.0
16.6	15.8	Adjusted Group Net Profit (loss)		92.1	88.3

- The results of Brockaghboy, the subsidiary sold on 7 March 2018, are subject to the requirements of IFRS 5. In this Interim Report, to facilitate understanding of the figures, the results achieved in the period 1 January 2018 to 7 March 2018 by the assets sold are shown and commented on in ordinary operations, in line with the approach already adopted in the Directors' report in the 2017 Financial Statements and with the Interim Financial Report at 30 June 2018.
- The aforementioned sale of Brockaghboy resulted in the recognition of a capital gain of EUR 26 million, net of the related tax effects and other ancillary components, which for the purposes of this Report is considered a special item.
- The Group renegotiated a number of loans during the period. IFRS 9 does not allow for the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability: this resulted in the recognition of a gain of approximately EUR 6 million in the first nine months of 2018 (EUR 3 million in the third quarter of 2018). For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial expense related to the debt service payment, with the deferral of recognition of the benefits of the renegotiation over the residual term of the liability and not recognising all of them in one immediate entry at the time of the amendment. The aforementioned adjustment relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.

Below is the reconciliation between the financial statements and the adjusted statements shown and commented upon in this Report.

First nine months 2018

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Broackaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	9 months Adjusted
Revenues from ordinary operations	763.1	2.9	-	766.0
Other revenues and income	16.0	0.9	-	16.8
TOTAL REVENUES	779.0	3.8	-	782.9
Costs for purchase	(234.6)	(0.0)	-	(234.6)
Changes in inventory	1.2	-	-	1.2
Costs for services and other operating costs	(122.2)	(0.6)	-	(122.7)
Cost of labor	(45.4)	-	-	(45.4)
EBITDA	378.1	3.3	-	381.4
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(202.6)	(0.7)	-	(203.3)
EBIT	175.4	2.6	-	178.0
Net financial income (expenses)	(44.9)	(0.6)	(7.6)	(53.1)
Net income (loss) from equity investments	0.1	26.7	(26.7)	0.1
Profit before taxes	130.7	28.7	(34.3)	125.0
Income taxes	(34.7)	(0.2)	2.2	(32.8)
Net result from continued operations	96.0	28.4	(32.2)	92.2
Net result from asset sold	28.4	(28.4)	-	0.0
Profit for the period before minorities	124.4	-	(32.2)	92.2
Minority interests	(0.1)	-	-	(0.1)
Group's net profit (loss)	124.3	-	(32.2)	92.1

Restated comparative data for the first nine months of 2017

For the purposes of this Report, it was deemed necessary to amend the 2017 comparative data in order to take account of the following:

- the aforementioned **sale of TotalErg** on 10 January 2018, which marked the ERG Group's definitive exit from the OIL industry. Since 2018, its business has therefore been focused exclusively on the market for the generation of energy from renewable sources. The comparison of the 2018 results with those of the same periods of 2017 is therefore affected by this change in scope. As such, in order to enhance an understanding of the Group's performance in the two periods and in view of its new strategic and industrial positioning, comparative figures for the corresponding period of 2017 were restated so as to exclude the adjusted results¹² of the TotalErg joint venture which had previously been measured using the equity method and reported in the line "Net gains (losses) on equity investments". In the first nine months of 2017, this contribution was a positive EUR 25 million (EUR +24 million for the whole of 2017).
- IFRS 15 - **Revenue from Contracts with Customers** has been applied from 1 January 2018, with no significant impact on the Group's consolidated financial statements. In particular, for some contracts ERG has been identified as an "agent", requiring the netting of certain operating costs thereby reducing revenue

The table below presents a summary of the above effects:

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	IFRS 15 reclassifications	Exclusion of inventory gain/losses	Exclusion TotalErg net result	9 months 2017 adjusted RESTATED
Revenues from ordinary operations	765.3	(6.6)	-	-	758.7
Other revenues and income	7.1	-	-	-	7.1
TOTAL REVENUES	772.4	(6.6)	-	-	765.8
Costs for purchase	(250.0)	-	-	-	(250.0)
Changes in inventory	1.3	-	-	-	1.3
Costs for services and other operating costs	(121.2)	6.6	-	-	(114.6)
Cost of labor	(45.9)	-	-	-	(45.9)
EBITDA	356.4	-	-	-	356.4
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(188.1)	-	-	-	(188.1)
EBIT	168.4	-	-	-	168.4
Net financial income (expenses)	(49.3)	-	-	-	(49.3)
Net income (loss) from equity investments	26.2	-	(1.2)	(25.0)	0.1
Profit before taxes	145.3	-	(1.2)	(25.0)	119.2
Income taxes	(30.9)	-	-	-	(30.9)
Net result from continued operations	114.4	-	(1.2)	(25.0)	88.3
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
Profit for the period before minorities	114.4	-	(1.2)	(25.0)	88.3
Minority interests	-	-	-	-	-
Group's net profit (loss)	114.4	-	(1.2)	(25.0)	88.3

¹² Net of special items and inventory gains (losses)

3rd Quarter 2018:

	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Broackaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	3rd quarter 2018 adjusted
Revenues from ordinary operations	250.3	-	-	250.3
Other revenues and income	2.8	-	-	2.8
TOTAL REVENUES	253.1	-	-	253.1
Costs for purchase	(94.3)	-	-	(94.3)
Changes in inventory	0.6	-	-	0.6
Costs for services and other operating costs	(39.9)	-	-	(39.9)
Cost of labor	(14.8)	-	-	(14.8)
EBITDA	104.7	-	-	104.7
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(67.1)	-	-	(67.1)
EBIT	37.5	-	-	37.5
Net financial income (expenses)	(11.9)	-	(3.4)	(15.3)
Net income (loss) from equity investments	0.1	-	-	0.1
Profit before taxes	25.7	-	(3.4)	22.3
Income taxes	(6.5)	-	0.8	(5.7)
Net result from continued operations	19.2	-	(2.6)	16.6
Net result from asset sold	-	-	-	-
Profit for the period before minorities	19.2	-	(2.6)	16.6
Minority interests	(0.0)	-	-	(0.0)
Group's net profit (loss)	19.2	-	(2.6)	16.6

3rd Quarter 2017:

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	IFRS 15 reclassifications	Exclusion of inventory gain/losses	Exclusion TotalErg net result	3rd quarter 2017 adjusted RESTATED
Revenues from ordinary operations	227.0	(2.5)	-	-	224.5
Other revenues and income	2.3	-	-	-	2.3
TOTAL REVENUES	229.4	(2.5)	-	-	226.9
Costs for purchase	(78.2)	(0.5)	-	-	(78.7)
Changes in inventory	1.3	-	-	-	1.3
Costs for services and other operating costs	(40.1)	3.0	-	-	(37.1)
Cost of labor	(14.1)	-	-	-	(14.1)
EBITDA	98.2	-	-	-	98.2
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(62.4)	-	-	-	(62.4)
EBIT	35.8	-	-	-	35.8
Net financial income (expenses)	(15.3)	-	-	-	(15.3)
Net income (loss) from equity investments	14.3	-	(4.0)	(10.1)	0.2
Profit before taxes	34.8	-	(4.0)	(10.1)	20.7
Income taxes	(4.9)	-	-	-	(4.9)
Net result from continued operations	30.0	-	(4.0)	(10.1)	15.8
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
Profit for the period before minorities	30.0	-	(4.0)	(10.1)	15.8
Minority interests	-	-	-	-	-
Group's net profit (loss)	30.0	-	(4.0)	(10.1)	15.8

Fine Comunicato n.0118-23

Numero di Pagine: 38