



SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-20-2018	Data/Ora Ricezione 03 Agosto 2018 13:30:11	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 107307

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : 1.2

Data/Ora Ricezione : 03 Agosto 2018 13:30:11

Data/Ora Inizio : 03 Agosto 2018 13:30:12

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA di ERG S.p.A. approva la Relazione finanziaria semestrale al 30/06/18-The BoD approves the Half-Yearly Financial Report as at 30/06/18

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.
approva la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018**

MOL consolidato adjusted¹: 277 milioni di Euro, 258 milioni nel 1° semestre 2017 restated²

Risultato netto di Gruppo adjusted: 76 milioni di Euro, 72 milioni nel 1° semestre 2017 restated²

Genova, 3 agosto 2018 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. riunitosi oggi, ha approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018. I dati del secondo trimestre, non sottoposti ad approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e non soggetti a revisione contabile, sono da intendersi pro-forma e vengono esposti per completezza e continuità di informazione.

Risultati finanziari consolidati adjusted¹:

Il Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	I Semestre		
2018	2017	Var. %		2018	2017	Var. %
114	107	+7%	MOL	277	258	+7%
47	43	+9%	Risultato operativo netto	140	133	+6%
19	18	+6%	Risultato netto di Gruppo	76	72	+4%

	30.06.18	31.12.17	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.466	1.233	+234
Leverage³	45%	40%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato:

“Risultati migliori rispetto al 2017 sia nel secondo trimestre che nel semestre. La forte complementarietà delle diverse fonti di energia, l’azione dell’energy management, la crescita nel Solare in Italia e nel Wind in Europa, ci consentono di ottenere risultati in costante crescita. Nel semestre gli effetti negativi derivanti dalla perdita d’incentivi su 145 MW Eolici in Italia tra il 1 Luglio 2017 e il 30 Giugno 2018, i maggiori oneri per sbilanciamenti e la contrazione dei prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati più che compensati dal contributo dei nuovi asset nel Solare in Italia con 90 MW e nell’Eolico all’estero, in particolare in Francia dove supereremo i 300 MW installati entro fine anno. In questi primi sei mesi i prezzi dell’energia elettrica hanno solo parzialmente recepito l’aumento del costo del gas naturale e della CO₂, con conseguente contrazione del *clean spark spread* nel Termoelettrico; al contempo la grande disponibilità idraulica ha consentito al Nucleo di Terni di raggiungere livelli di contribuzione estremamente elevati. Partendo da questi risultati ed alla luce del positivo scenario dei prezzi dell’energia dei prossimi sei mesi, rivediamo al rialzo la *guidance* di fine anno, con un Margine Operativo Lordo compreso fra i 490 e i 500 milioni di Euro, rispetto alla precedente stima di 475 milioni di Euro. Gli investimenti si attesteranno in un intervallo fra i 520 ed i 540 milioni di Euro, rispetto ai precedenti 500 milioni di Euro, in considerazione dei recenti sviluppi di ERG nel solare con la costituzione di ERG Q Solar¹ finalizzata al consolidamento del settore in Italia, oltre che della recente acquisizione di un progetto eolico autorizzato in Scozia per 79 MW. Principalmente per effetto dei maggiori investimenti si prevede a fine anno un indebitamento netto di circa 1.350 milioni di Euro, rispetto ai precedenti 1.300 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

Premessa

Si precisa 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**".

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 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". Nel primo semestre 2017 tale contributo risultava positivo per 15 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.

(milioni di Euro)	1° semestre 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	1° semestre 2017 restated
Principali dati economici				
Ricavi della gestione caratteristica	538	0	(4)	534
Margine operativo lordo adjusted	258	0	0	258
Risultato operativo netto adjusted	133	0	0	133
Risultato netto	84	(12)	0	72
di cui Risultato netto di Gruppo	84	(12)	0	72
Risultato netto di Gruppo adjusted	87	(15)	0	72

Secondo trimestre 2018

Risultati finanziari consolidati

Nel secondo trimestre 2018 i ricavi sono pari a 231 milioni di Euro, sostanzialmente in linea rispetto ai 234 milioni del secondo trimestre 2017.

Il **margine operativo lordo adjusted** si attesta a 114 milioni di Euro, superiore rispetto ai 107 milioni di Euro registrati nel secondo trimestre 2017. La variazione positiva di 7 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-14)**: margine operativo lordo pari a 52 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (66 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-12 milioni), dovuti principalmente alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto al 86% del 2017) e al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), oltre che agli oneri di sbilanciamento. I parchi eolici all'estero presentano minori risultati (-2 milioni) dovuti alla minore ventosità (-10%) ed al consolidamento nel secondo trimestre 2017 dei risultati conseguiti in tutto il primo semestre dagli impianti di nuova acquisizione in Germania.
- **Solare (+11)**: margine operativo lordo pari a 11 milioni, in linea con le previsioni relative agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 10 milioni per ricavi da conto energia e 2 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 1 milione di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.
- **Idroelettrico (+26)**: margine operativo lordo di 45 milioni (19 milioni nel 2017) in forte crescita rispetto all'esercizio precedente grazie all'elevata idraulicità registrata nel periodo (+99%).

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

- **Termoelettrico (-14):** il risultato del termoelettrico, pari a 11 milioni, in diminuzione di 14 milioni rispetto ai 25 milioni del secondo trimestre 2017, a seguito prevalentemente del minor contributo dei Titoli di Efficienza Energetica per effetto degli adeguamenti di prezzo dei titoli maturati negli esercizi precedenti. Inoltre i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO₂.

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 47 milioni di Euro (43 milioni nel secondo trimestre 2017) dopo ammortamenti per 68 milioni di Euro (64 milioni di Euro nel secondo trimestre 2017) in aumento di 4 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 19 milioni (18 milioni nel secondo trimestre del 2017) e riflette oltre che i già commentati maggiori risultati operativi, maggiori oneri finanziari a seguito della variazione del perimetro di consolidamento.

Primo semestre 2018

Risultati finanziari consolidati

Nel primo semestre 2018 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 516 milioni, in diminuzione rispetto ai 534 milioni del 2017 principalmente per il venir meno di un importante contratto bilaterale a fine 2017 in parte compensato dalla variazione di perimetro.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 277 milioni, superiore rispetto ai 258 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 19 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-11):** margine operativo lordo pari a 159 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (170 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-16 milioni), dovuti principalmente alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto al 86% del 2017) e al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), oltre che agli oneri di sbilanciamento. I minori risultati in Italia sono stati solo in parte compensati dai migliori risultati all'estero (+5 milioni) che riflettono le maggiori capacità installate in Francia nonché il contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre.
- **Solare (+16):** margine operativo lordo pari a 16 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da ForVei, di cui 15 milioni per ricavi da conto energia e 4 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 3 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & mantainance .
- **Idroelettrico (+26):** margine operativo lordo di 80 milioni (54 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.
- **Termoelettrico (-10):** il risultato del termoelettrico, pari a 30 milioni, in diminuzione di 10 milioni rispetto ai 40 milioni del primo semestre 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nel primo semestre 2017 avevano beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei titoli maturati nel 2016 e venduti nel 2017. Inoltre i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO₂.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 140 milioni (133 milioni nel primo semestre 2017) dopo ammortamenti per 136 milioni in aumento di 11 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare (126 milioni nel 2017).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 76 milioni, in lieve crescita rispetto al risultato di 72 milioni del primo semestre 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 105 milioni (72 milioni nel primo semestre 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.466 milioni**, in aumento (234 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 e riflette principalmente gli investimenti del periodo (447 milioni), la distribuzione dei dividendi

(171 milioni) e il pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi (42 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (175 milioni), dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).

Investimenti

Il Trimestre		Milioni di Euro	I Semestre	
2018	2017		2018	2017
80	52	Eolico	97	60
-1	n.a.	Solare ⁽¹⁾	345	n.a.
1	1	Idroelettrico	1	1
1	2	Termoelettrico	2	4
0	1	Corporate	1	1
81	55	Totale investimenti	447	66

⁽¹⁾ Solare: effetto aggiustamento prezzo nel periodo

Nel primo semestre 2018 gli **investimenti** sono stati **447 milioni** (66 milioni nel primo semestre 2017 restated) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), di due parchi eolici in Francia (12 milioni) e dall'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni). Inoltre nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 21 milioni** di cui il 80% nel settore Eolico (76% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo del parco Linda in Germania, il 10% nel settore Termoelettrico (14% nel 2017), il 5% nel settore Idroelettrico (5% nel 2017) e il 10% nel settore Corporate (4% nel 2017), principalmente riguardanti l'area ICT.

Eolico: Gli investimenti del primo semestre 2018 (97 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione da Vent d'Est SAS del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW, all'acquisizione e ai costi di sviluppo del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW e all'acquisizione, finalizzata nel secondo trimestre 2018, di due parchi eolici in Francia, di cui uno già operativo di 8 MW, uno in costruzione di 18 MW e una società titolare di una pipeline a diversi stadi di sviluppo di circa 750 MW.

Solare:

Gli investimenti del periodo 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 1,2 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Termoelettrico: Gli investimenti del primo semestre 2018 (2 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Dati operativi

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

Nel corso del **secondo trimestre 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,4 TWh (2,5 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,8 TWh (1,6 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,5 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% anche nel secondo trimestre 2017).

Nel corso del **primo semestre 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 7,1 TWh (6,1 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del

Gruppo per circa 4,1 TWh (3,6 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,8 TWh all'estero e 3,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nel primo semestre 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 corso del primo semestre 2018 sono state inoltre effettuate vendite di vapore⁵ per 344 migliaia di tonnellate (397 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017).

2° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	1° semestre			
2018	2017	Δ	Δ%		2018	2017	Δ	Δ%
712	746	-35	-5%	Produzione eolica	1.931	1.809	122	7%
419	421	-2	0%	di cui Italia	1.151	1.078	73	7%
292	325	-33	-10%	di cui Estero	779	730	49	7%
43	n.a.	43	n.a.	Produzione solare	64	n.a.	64	n.a.
531	266	265	99%	Produzione idroelettrica	1.001	652	349	53%
528	574	-47	-8%	Produzione termoelettrica	1.054	1.175	-120	-10%
1.813	1.587	226	14%	Produzioni complessive impianti ERG	4.050	3.635	415	11%

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

Eolico: la **produzione eolica** è stata pari a 712 GWh, in diminuzione rispetto al secondo trimestre 2017 (746 GWh), stabile in Italia (da 421 GWh a 419 GWh) ed in diminuzione del 10% all'estero (da 325 GWh a 292 GWh), con una diminuzione di -33 GWh attribuibile principalmente alle minori produzioni in Germania che nello stesso periodo del 2017 beneficiava per 23 GWh di produzioni degli impianti tedeschi (DIF), oltre a minori produzioni in Romania e Polonia, in parte mitigate da maggiori produzioni in Francia che beneficia dei nuovi parchi (Vent d'est) per 5 GWh.

Solare: la **produzione solare** è stata pari a 43 GWh e si riferisce agli impianti acquisiti a inizio anno.

Idroelettrico: la **produzione idroelettrica**, che beneficia della buona idraulicità riscontrata nel periodo, è stata complessivamente di 531 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2017 (266 GWh), nonché alla media storica decennale.

Termoelettrico: la **produzione termoelettrica** è stata di 528 GWh, in calo di 47 GWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (574 GWh).

Nel primo semestre del 2018 si segnala:

Eolico: la **produzione eolica** è stata pari a 1.931 GWh, in aumento rispetto al primo semestre 2017 (1.809 GWh), con una produzione in crescita circa del 7% in Italia (da 1.078 GWh a 1.151 GWh) ed in aumento del 7% all'estero (da 730 GWh a 779 GWh).

La crescita delle produzioni in Italia (+73 GWh) è legata a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nel primo semestre 2017 sostanzialmente in tutte le regioni e particolarmente in Sicilia e Sardegna, eccetto la Puglia ed in misura minore il Molise.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +49 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 (Vent d'est) per 17 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 (-34 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate in Bulgaria e Romania nel primo semestre 2017.

Solare: la **produzione solare** è stata pari a 64 GWh e si riferisce agli impianti acquisiti a inizio anno.

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

Idroelettrico: la **produzione idroelettrica**, che beneficia della buona idraulicità riscontrata nel periodo, è stata complessivamente di 1.001 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2017 (652 GWh), nonché alla media storica decennale.

Termoelettrico: la **produzione termoelettrica** è stata di 1.054 GWh, in calo di 120 GWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (1.175 GWh).

Principali fatti avvenuti nel corso del semestre

In data **10 gennaio 2018** ERG ha ceduto il 51% delle azioni di Totalerg S.p.A. e il 51% delle quote di Total Italia S.r.l. L'operazione si è conclusa a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. a favore di Total Italia S.r.l..

In data **12 gennaio 2018** ERG ha acquisito, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, il 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.

In data **12 gennaio 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Wind Park Beteiligungs GmbH, ha acquisito il 100% del capitale di Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW ed una produzione stimata a regime di circa 50 GWh annui.

In data **7 marzo 2018** il CdA di ERG ha approvato il Piano Strategico 2018-2022,

In data **21 marzo 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha acquisito da Vent d'Est SAS il 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW

In data **6 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., per l'acquisizione in Francia di due parchi eolici (26 MW) e di una pipeline di circa 750 MW. Il Closing dell'operazione si è perfezionato in data 15 maggio 2018.

In data **23 aprile 2018** l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, confermando Edoardo Garrone alla Presidenza e deliberando il pagamento di un dividendo di 1,15 Euro per azione di cui 0,40 Euro straordinario. Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.

In data **27 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto un accordo con Global Wind Power France per l'acquisizione del 100% del capitale di WP France 10 SAS, società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico in Francia da 6,9 MW.

In data **18 maggio 2018** ERG, attraverso la propria controllata Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania, si è aggiudicata nell'asta del 1 maggio u.s. dedicata all'eolico onshore 21,6 MW di nuova potenza eolica.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

In data **12 luglio 2018** ERG ha comunicato di avere concluso nel corso del primo semestre operazioni di Liability Management per complessivi 500 milioni di Euro.

In data **1 agosto 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation SpA, 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.

In data **2 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 SAS lo scorso marzo.

In data **3 agosto 2018** ERG e Quercus Assets Selection Sarl, fondo Europeo focalizzato su investimenti in fonti rinnovabili con oltre 350 milioni di Euro di *asset under management*, hanno firmato un accordo per la costituzione della società per azioni ERG Q Solar1, con sede legale a Genova, partecipata al 60% da ERG e al 40% dal comparto Quercus Italian Solar Fund, con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano.

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), Voie Sacrè (12MW), D'Epense (4.25MW) 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 300MW 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 72MW 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 leggermente superiore all'anno precedente, la maggiore potenza installata in Francia e lo scenario favorevole in Polonia più che 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.
- **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.

Per quanto riguarda le indicazioni per l'esercizio 2018 si ritiene opportuno, a partire da questa relazione, alla luce delle specifiche caratteristiche del Piano Industriale 2018 – 2022, esprimere le previsioni sia di Ebitda che di Capex all'interno di un intervallo per meglio riflettere, lato economico, la variabilità della presenza delle risorse naturali (vento, acqua, sole) fonti del portafoglio di produzione e, lato investimenti, la flessibilità nell'avanzamento dei vari progetti di sviluppo, tra cui alcuni per natura meno prevedibili come gli investimenti M&A.

Per l'esercizio 2018 si attende 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 crescita rispetto alla precedente indicazione (500 milioni), in quanto inclusivi della stima degli investimenti della NewCo con Quercus nel fotovoltaico in Italia, oltre che del corrispettivo pagato per l'acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd titolare delle autorizzazioni per la costruzione di un parco in Scozia da 79MW.

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€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

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

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione Intermedia sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato a valori correnti.

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 secondo trimestre e del primo semestre 2018 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, 3 agosto 2018, alle ore 15,00 (CEST), 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 3 agosto 2018 alle ore 13,30 (CEST), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com). La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018, comprensiva della Relazione della Società di Revisione, verrà messa a disposizione del pubblico nei termini previsti dalla vigente normativa 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 Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401804 - cell. + 39 340 1091311 – e-mail: salzona@erg.eu

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

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

www.erg.eu - [@ergnow](https://twitter.com/ergnow)

Sintesi dei risultati

Anno 2017 restated	(milioni di Euro)	1° semestre		2° trimestre	
		2018	2017 restated	2018	2017 restated
Principali dati economici					
1.056	Ricavi della gestione caratteristica	516	534	231	234
472	Margine operativo lordo adjusted	277	258	114	107
220	Risultato operativo netto adjusted	140	133	47	43
207	Risultato netto	105	72	20	18
207	di cui Risultato netto di Gruppo	105	72	20	18
117	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾	76	72	19	18
Principali dati finanziari					
3.110	Capitale investito netto	3.275	3.267	3.275	3.267
1.877	Patrimonio netto	1.809	1.753	1.809	1.753
1.233	Indebitamento finanziario netto totale ⁽²⁾	1.466	1.514	1.466	1.514
1.115	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	1.223	1.206	1.223	1.206
40%	Leva finanziaria	45%	46%	45%	46%
45%	Ebitda Margin %	54%	48%	49%	46%
Dati operativi					
1.814	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.791	1.768	1.791	1.768
	<i>MW</i>				
3.613	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	1.931	1.809	712	746
480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480	480	480
	<i>MW</i>				
2.453	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.054	1.175	528	574
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527	527	527
	<i>MW</i>				
1.144	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.001	652	531	266
n.a.	Capacità installata impianti solari a fine periodo	90	n.a.	90	n.a.
	<i>MW</i>				
n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	64	n.a.	43	n.a.
11.747	Vendite totali di energia elettrica	7.085	6.065	3.431	2.527
	<i>milioni di KWh</i>				
54	Investimenti ⁽⁴⁾	447	66	81	55
714	Dipendenti a fine periodo	737	717	737	717
	<i>Unità</i>				
Ricavi netti unitari					
144,0	Eolico Italia	123,2	149,8	118,4	157,8
	<i>Euro/MWh</i>				
96,4	Eolico Germania	93,4	94,7	93,4	94,7
	<i>Euro/MWh</i>				
88,3	Eolico Francia	87,0	88,6	86,0	88,6
	<i>Euro/MWh</i>				
45,5	Eolico Polonia	52,4	40,8	55,2	40,8
	<i>Euro/MWh</i>				
62,5	Eolico Bulgaria	71,2	78,9	71,3	78,9
	<i>Euro/MWh</i>				
57,8	Eolico Romania	50,0	63,1	50,2	63,1
	<i>Euro/MWh</i>				
97,9	Eolico UK	100,4	n.a.	n.a.	0,0
	<i>Euro/MWh</i>				
n.a.	Solare	290,3	n.a.	291,2	n.a.
	<i>Euro/MWh</i>				
109,1	Idroelettrico	99,1	101,1	103,6	109,9
	<i>Euro/MWh</i>				
45,5	Termoelettrico	37,3	47,4	23,8	51,2
	<i>Euro/MWh</i>				

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. Inoltre, coerentemente con quanto rappresentato nella Relazione sulla Gestione del Bilancio 2017, i risultati di Brockaghboy Windfarm Ltd, ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati esposti nell'Attività ordinaria sia nei dati 2018 sia nei dati comparativi 2017.

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

⁽²⁾ comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 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 M&A pari a 425 milioni effettuati nel 1° semestre 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania. Nell'anno 2017 gli investimenti M&A erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF in Germania.

Sintesi dei risultati per settore

Anno 2017 restated	(milioni di Euro)	1° semestre		2° trimestre	
		2018	2017 restated	2018	2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>					
445	Eolico	210	232	77	95
n.a.	Solare	19	n.a	12	n.a
137	Idroelettrico	100	76	57	29
473	Termoelettrico ⁽¹⁾	187	226	86	109
38	Corporate	17	20	8	10
(37)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(17)	(20)	(8)	(10)
1.056	Totale ricavi della gestione caratteristica	516	534	231	234
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>					
316	Eolico	159	170	52	66
n.a.	Solare	16	n.a	11	n.a
94	Idroelettrico	80	54	45	19
78	Termoelettrico ⁽¹⁾	30	40	11	25
(16)	Corporate	(8)	(6)	(6)	(4)
472	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	277	258	114	107
Ammortamenti e svalutazioni:					
(160)	Eolico	(81)	(79)	(40)	(41)
n.a.	Solare	(10)	n.a	(5)	n.a
(58)	Idroelettrico	(29)	(29)	(14)	(15)
(31)	Termoelettrico	(15)	(16)	(8)	(8)
(3)	Corporate	(1)	(1)	(1)	(1)
(252)	Ammortamenti <i>adjusted</i>	(136)	(126)	(68)	(64)
Risultato operativo netto:					
156	Eolico	78	91	13	25
n.a.	Solare	6	n.a	6	n.a
35	Idroelettrico	51	25	31	4
48	Termoelettrico ⁽¹⁾	14	24	3	17
(19)	Corporate	(9)	(7)	(7)	(4)
220	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	140	133	47	43
Investimenti ⁽²⁾					
75	Eolico	97	60	80	52
n.a.	Solare	345	n.a	(1)	n.a
6	Idroelettrico	1	1	1	1
10	Termoelettrico	2	4	1	2
3	Corporate	1	1	0	1
94	Totale investimenti	447	66	81	55

⁽¹⁾ Include contributo Energy Management

⁽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 dell'applicazione dell'IFRS 15.

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

	1° semestre		2° semestre	
	2018	2017 restated	2018	2017 restated
<i>(milioni di Euro)</i>				
Ricavi della gestione caratteristica	515,7	534,2	231,4	233,7
Altri ricavi e proventi	14,1	4,7	11,3	1,9
RICAVI TOTALI	529,8	538,9	242,7	235,6
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(139,7)	(171,4)	(70,3)	(71,9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(82,8)	(77,5)	(42,1)	(40,1)
Costi del lavoro	(30,6)	(31,8)	(16,0)	(16,6)
MARGINE OPERATIVO LORDO	276,7	258,2	114,2	106,9
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(136,2)	(125,6)	(67,6)	(64,1)
Risultato operativo netto	140,5	132,6	46,6	42,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(37,8)	(34,0)	(19,7)	(17,5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Risultato prima delle imposte	102,7	98,5	26,8	25,2
Imposte sul reddito	(27,1)	(26,1)	(7,6)	(7,1)
Risultato d'esercizio	75,6	72,5	19,2	18,1
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	0,0	(0,0)	0,0
Risultato netto di Gruppo	75,5	72,5	19,2	18,1

Stato Patrimoniale riclassificato

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio obbligatorio, indicato nelle Note al Bilancio pubblicate in occasione 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. Tali schemi sono comunque coerenti con quelli di bilancio obbligatori. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

30/06/2017	Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	30/06/2018	31/12/2017
3.320,3	Capitale immobilizzato	3.343,8	3.260,8
210,1	Capitale circolante operativo netto	224,1	150,0
(6,5)	Trattamento di fine rapporto	(5,8)	(6,4)
329,3	Altre attività	322,2	278,7
(586,6)	Altre passività	(608,9)	(573,0)
3.266,7	Capitale investito netto	3.275,4	3.110,1
1.752,6	Patrimonio netto di Gruppo	1.807,8	1.877,5
0,0	Patrimonio netto di terzi	1,2	0,0
1.514,1	Indebitamento finanziario netto	1.466,4	1.232,7
3.266,7	Mezzi propri e debiti finanziari	3.275,4	3.110,1

Cash Flow

	1° semestre		2° trimestre	
	2018	2017	2018	2017
Margine operativo lordo adjusted	276,7	258,2	114,2	106,9
Variazione capitale circolante	(143,4)	(53,7)	(78,8)	(16,2)
Cash Flow Operativo	133,3	204,5	35,4	90,7
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(21,4)	(24,2)	(13,3)	(13,4)
Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(425,2)	(39,5)	(68,0)	(39,5)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,9)	15,4	0,8	15,7
Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-	(0,0)	-
Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-	(0,0)	-
Disinvestimenti e altre variazioni	0,2	-	1,5	-
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(162,1)	(48,2)	(79,0)	(37,2)
Proventi (oneri) finanziari	(37,8)	(34,0)	(19,7)	(17,5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	(0,1)	(0,0)	(0,1)
Cash Flow da gestione finanziaria	(37,8)	(34,1)	(19,7)	(17,6)
Cash Flow da gestione Fiscale	-	(15,2)	-	(15,2)
Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)	(171,1)	(74,4)
Altri movimenti di patrimonio netto	6,2	10,6	(2,7)	4,0
Cash Flow da Patrimonio Netto	(164,9)	(63,8)	(173,8)	(70,4)
Variazione area di consolidamento	(2,2)	-	(0,1)	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.232,7	1.557,2	1.229,1	1.464,3
<i>Variazione netta</i>	233,7	(43,1)	237,3	49,8
Indebitamento finanziario netto finale	1.466,4	1.514,1	1.466,4	1.514,1

Il **Cash Flow operativo** del primo semestre 2018 è positivo per 133 milioni, in diminuzione di 71 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 stagionali del circolante influenzate anche dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **cash flow da investimenti** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est SAS (12 milioni) e delle società francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni). Per un'analisi dettagliata degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali effettuati nel periodo si rimanda al relativo capitolo in Relazione Finanziaria Semestrale.

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 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) 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:

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.

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. (36 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 da 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*

Anno			1° semestre		2° trimestre	
2017	MARGINE OPERATIVO LORDO	Nota	2018	2017 restated	2018	2017 restated
457,6	Margine operativo lordo Attività continue		273,4	258,2	114,2	106,9
2,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3,3	0,0	0,0	0,0
459,9	Margine operativo lordo		276,7	258,2	114,2	106,9
	Esclusione Special items					
	Corporate					
12,4	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie		0,0	0,0	0,0	0,0
472,3	Margine operativo lordo adjusted		276,7	258,2	114,2	106,9
2017	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		1° semestre		2° trimestre	
			2018	2017 restated	2018	2017 restated
(250,9)	Ammortamenti attività continue		(135,5)	(125,6)	(67,6)	(64,1)
(1,3)	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	(0,7)	0,0	0,0	0,0
(252,2)	Ammortamenti e svalutazioni		(136,2)	(125,6)	(67,6)	(64,1)
	Esclusione Special items					
0,0	- Special Items		0,0	0,0	0,0	0,0
(252,2)	Ammortamenti adjusted		(136,2)	(125,6)	(67,6)	(64,1)
Anno			1° semestre		2° trimestre	
2017	RISULTATO NETTO DI GRUPPO		2018	2017 restated	2018	2017 restated
107,9	Risultato netto di Gruppo		105,1	72,5	20,2	18,1
	Esclusione Special items					
9,3	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	Esclusione plusvalenza cessione Brockaghboy	2	(26,2)	0,0	0,1	0,0
0,0	Esclusione proventi netti (IFRS 9) su refinancing	3	(3,4)	0,0	(1,1)	0,0
117,2	Risultato netto di Gruppo adjusted		75,5	72,5	19,2	18,1

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

Nella presente Relazione Finanziaria Semestrale, 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.

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 della presente Relazione 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 nel semestre di un provento per circa 4 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, riconoscendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione differiti lungo la durata del debito e non tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

1° semestre 2018

	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special Items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	512,8	2,9	-	515,7
Altri ricavi e proventi	13,2	0,9	-	14,1
Ricavi totali	525,9	3,8	-	529,8
Costi per acquisti	(140,3)	(0,0)	-	(140,3)
Variazioni delle rimanenze	0,7	-	-	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi	(82,3)	(0,6)	-	(82,8)
Costi del lavoro	(30,6)	-	-	(30,6)
Margine operativo lordo	273,4	3,3	-	276,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135,5)	(0,7)	-	(136,2)
Risultato operativo	137,9	2,6	-	140,5
Proventi (oneri) finanziari netti	(33,0)	(0,6)	(4,2)	(37,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	26,7	(26,7)	0,0
Risultato prima delle imposte	105,0	28,7	(30,9)	102,7
Imposte sul reddito	(28,2)	(0,2)	1,3	(27,1)
Risultato netto attività continue	76,8	28,4	(29,6)	75,6
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	0,0
Risultato netto di periodo	105,2	-	(29,6)	75,6
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	105,1	-	(29,6)	75,5

Dati comparativi restated 1° semestre 2017

Ai fini della presente Relazione, 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, che 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". Nel primo semestre 2017 tale contributo risultava positivo per 15 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:

	1° semestre 2017	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	1° semestre 2017 adjusted RESTATED
Ricavi della gestione caratteristica	538,3	(4,1)	-	-	534,2
Altri ricavi e proventi	4,7	-	-	-	4,7
Ricavi totali	543,0	(4,1)	-	-	538,9
Costi per acquisti	(171,9)	0,5	-	-	(171,4)
Variazioni delle rimanenze	(0,0)	-	-	-	(0,0)
Costi per servizi e altri costi operativi	(81,1)	3,6	-	-	(77,5)
Costi del lavoro	(31,8)	-	-	-	(31,8)
Margine operativo lordo	258,2	-	-	-	258,2
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(125,6)	-	-	-	(125,6)
Risultato operativo	132,6	-	-	-	132,6
Proventi (oneri) finanziari netti	(34,0)	-	-	-	(34,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	11,9	-	2,9	(14,8)	(0,0)
Risultato prima delle imposte	110,5	-	2,9	(14,8)	98,5
Imposte sul reddito	(26,1)	-	-	-	(26,1)
Risultato netto attività continue	84,4	-	2,9	(14,8)	72,5
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato prima degli interessi di terzi	84,4	-	2,9	(14,8)	72,5
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
Risultato netto di competenza del Gruppo	84,4	-	2,9	(14,8)	72,5

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



Press Release

**The Board of Directors of ERG S.p.A.
approves the Half-Yearly Financial Report as at 30 June 2018**

Consolidated adjusted⁷ EBITDA: €277 million, restated⁸ €258 million in the first half of 2017

Adjusted Group net result: €76 million, restated² €72 million in the first half of 2017

Genoa, 3 August 2018 – At its meeting held today, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Half-Yearly Financial Report as at 30 June 2018. The figures for the second quarter, which are not subject to approval by the Board of Directors or to independent audit, are to be considered pro-forma numbers and are presented here for the sake of completeness and continuity of the information provided.

Consolidated adjusted¹ financial results:

2nd Quarter			Performance highlights (million Euro)	1st Half		
2018	2017	Var. %		2018	2017	Var. %
114	107	+7%	EBITDA	277	258	+7%
47	43	+9%	EBIT	140	133	+6%
19	18	+6%	Group net result	76	72	+4%

	30.06.18	31.12.17	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,466	1,233	+234
Leverage⁹	45%	40%	

Luca Bettonte, ERG's Chief Executive Officer, commented:

“The results for both the second quarter and the first six months of the year shown an improvement with respect to 2017. The strong complementarity of the various energy sources, the activities of energy management, the growth in Solar Power in Italy and Wind Power in Europe, permit us to achieve constantly growing results.

During the half year the negative effects deriving from the loss of incentives on 145 MW of Italian Wind Power between 1 July 2017 and 30 June 2018, the increase in imbalance charges and the reduction in Energy Efficiency Certificate prices were more than offset by the contribution of the new Solar Power assets in Italy (90 MW) and Wind Power assets outside of Italy, particularly in France where by the end of the year we shall exceed 300 MW of installed capacity. During these six months electricity prices have only partly absorbed the increase in the cost of natural gas and CO₂, with consequent reduction of the clean spark spread in the Thermolectric Power sector; at the same time the abundant availability of water allowed the Terni complex to achieve extremely high levels of contribution.

On the basis of these results and in view of the positive energy price scenario for the next six months, we are carrying out an upward adjustment of our end-of-year guidance, with EBITDA between Euro 490 and 500 million, compared to the previous estimate of Euro 475 million. Investments are forecast within a range of Euro 520-540 million, compared to the previous Euro 500 million, taking into consideration ERG's recent developments in the solar power sector with the incorporation of ERG Q Solar1 whose objective is to consolidate the sector in Italy, as well as the recent acquisition of a 79 MW authorised wind power project in Scotland. Mainly as a result of this increase in investments, an end-of-year net debt of around Euro 1,350 million is forecast, compared to the previous figure of Euro 1,300 million.”

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

We mention that, in order to facilitate the understanding of business performance, the financial results are shown excluding significant components of a non-recurring nature (special items): the results in question are described as “**Adjusted results**”.

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 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 gains on equity investments”. In the first six months of 2017 this contribution was positive by Euro 15 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.

(million Euro)	1st half 2017	Deconsolidation of TotalErg	IFRS 15 reclassifications	1 st Half 2017 restated
Financial highlights				
Revenues from ordinary operations	538	0	(4)	534
Adjusted EBITDA	258	0	0	258
Adjusted EBIT	133	0	0	133
Net result	84	(12)	0	72
of which Group net result	84	(12)	0	72
Adjusted Group net result	87	(15)	0	72

Second quarter 2018

Consolidated financial results

In the second quarter of 2018 revenues from ordinary operations totalled Euro 231 million, essentially in line with respect to the second quarter of 2017 (Euro 234 million).

Adjusted EBITDA came to Euro 114 million, with an increase over Euro 107 million posted in the second quarter of 2017. The increase of Euro 7 million reflects the following factors:

- **Wind power (-14):** EBITDA amounted to Euro 52 million, with a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 66 million), following the poorer results posted by the Italian wind farms (-12 million), primarily reflecting the lower incentivised output (72% of the total compared to 86% in 2017) and the decrease in unitary incentive value (Euro 99/MWh compared to Euro 107/MWh), as well as the imbalance charges. The overseas wind farms posted a negative trend in results (Euro -2 million) due to the poorer wind conditions (-10%) and the consolidation during the second quarter of 2017 of the results achieved during the entire first half of the year by the newly-acquired facilities in Germany.
- **Solar power (+11):** EBITDA came to Euro 11 million, in keeping with the forecasts concerning the plants acquired from Forvei at the beginning of the year, including Euro 10 million for energy account

¹⁰ Net of special items and inventory gains (losses)

revenues and Euro 2 million for market revenues, net of around Euro 1 million for overheads mostly pertaining to operation and maintenance costs.

- **Hydroelectric power (+26):** EBITDA came to Euro 45 million (Euro 19 million in 2017) with a sharp growth compared to the previous year thanks to the abundant water availability recorded during the period (+99%).
- **Thermoelectric power (-14):** the result posted by thermoelectric power came to Euro 11 million, with a downturn of Euro 14 million compared to Euro 25 million for the second quarter in 2017, due above all to the lower contribution from Energy Efficiency Certificate revenues due to the price adjustment of the certificates accrued during previous periods. The results also reflected the less profitable trend in the spark spread since energy prices do not yet fully incorporate the higher cost of gas and CO₂.

Adjusted EBIT came to Euro 47 million (Euro 43 million in the second quarter of 2017) after amortisation and depreciation totalling Euro 68 million (Euro 64 million in the second quarter of 2017), up by Euro 4 million mainly reflecting the new investments in Solar power.

The **adjusted Group net result** amounted to Euro 19 million (Euro 18 million in the second quarter of 2017) and reflects both the already commented improvement in operating results and the increase in financial charges following the change in the scope of consolidation.

First half of 2018

Consolidated financial results

In the first six months of 2018, **revenues from ordinary operations** totalled Euro 516 million, with a downturn compared to Euro 534 million in 2017, mainly due to the discontinuation of a major bilateral contract at the end of 2017, partly offset by the variation in scope.

Adjusted EBITDA came to Euro 277 million, with an increase compared to Euro 258 million posted in 2017. The positive variation of Euro 19 million reflects the following factors:

- **Wind power (-11):** EBITDA amounted to Euro 159 million, with a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 170 million), following the poorer results posted by the Italian wind farms (-Euro 16 million), primarily reflecting the lower incentivised output (72% of the total compared to 86% in 2017) and the decrease in unitary incentive value (Euro 99/MWh compared to Euro 107/MWh), as well as the imbalance charges. The downturn in results as regards Italy were only partly offset by the improvement in overseas results (+Euro 5 million) which reflect the growth in French installed capacity as well as the contribution from the Brockaghboy wind farm in the UK during the first quarter.
- **Solar power (+16):** EBITDA came to Euro 16 million, in line with the forecasts concerning the plants acquired from Forvei at the beginning of 2018, including Euro 15 million for energy account revenues and Euro 4 million for market revenues, net of around Euro 3 million for overheads mostly pertaining to operation and maintenance costs.
- **Hydroelectric power (+26):** EBITDA came to Euro 80 million (Euro 54 million in 2017), with a strong growth compared to the previous year which, *inter alia*, benefitted from the recovery of prior incentives in the amount of Euro 8 million in connection with the cancellation of the RES-E (*IAFR*) status revocation for certain plants. Performance was favourably affected by the abundant water availability recorded during the period, particularly starting from the month of March.
- **Thermoelectric power (-10):** the result posted by thermoelectric power came to Euro 30 million, with a downturn of Euro 10 million compared to Euro 40 million for the first six months of 2017, following above all the lower contribution from Energy Efficiency Certificate revenues, which in the first half of 2017 had benefitted to the extent of 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 since energy prices do not yet fully incorporate the higher cost of gas and CO₂.

Adjusted EBIT came to Euro 140 million (Euro 133 million in the first half of 2017) after amortisation and depreciation totalling Euro 136 million, up by Euro 11 million mainly reflecting the new investments in Solar Power (126 million in 2017).

The **adjusted Group net result** amounted to Euro 76 million, with a slight growth over the restated figure of Euro 72 million for the first six months of 2017, reflecting the already commented improvement in operating results and the increase in financial charges relating to the funding of the new production capacity acquired.

The **Group net result** of Euro 105 million (restated Euro 72 million in the first six months of 2017) reflects, in addition to the already commented improvement in net operating results, the capital gain relating to the sale of Brockaghboy.

Net financial debt came to **Euro 1,466 million**, showing an increase (Euro 234 million) with respect to 31 December 2017, mainly reflecting investments during the period (Euro 447 million), the distribution of dividends (Euro 171 million) and the payment of a debt associated with OIL purchases from previous years (Euro 42 million), partly offset by the positive cash flow during the period (Euro 175 million), and the payments received for the sale of TotalErg (Euro 180 million) and Brockaghboy (Euro 106 million).

Investments

2 nd Quarter		Million Euro	1 st Half	
2018	2017		2018	2017
80	52	Wind power	97	60
-1	n.a.	Solar power ⁽¹⁾	345	n.a.
1	1	Hydroelectric power	1	1
1	2	Thermoelectric power	2	4
0	1	Corporate	1	1
81	55	Total investments	447	66

⁽¹⁾ *Solar Power: effect of price adjustment during the period*

During the first six months of 2018 **investments** totalled **Euro 447 million** (restated Euro 66 million in the first half of 2017) and mainly concern the acquisition of solar plants in Italy (Euro 345 million), two wind farms in France (Euro 12 million) and acquisition of the French wind power companies from Impax New Energy (Euro 67 million). Moreover, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 21 million**, of which 80% in the Wind Power sector (76% in 2017), primarily connected with development of the Linda wind farm in Germany, 10% in the Thermoelectric Power sector (14% in 2017), 5% in the Hydroelectric Power sector (5% in 2017) and 10% in the Corporate sector (4% in 2017), mainly concerning the ICT area.

Wind Power: Investments during the first six months of 2018 (Euro 97 million) mainly concerned the acquisition from Vent d'Est SAS of a 75% equity interest in two companies owners of two wind farms with an overall capacity of 16.25 MW, the acquisition and development costs pertaining to the Linda project for the construction of a 21.6 MW wind farm in Germany and the acquisition, completed during the second quarter of 2018, of two wind farms in France, including an 8 MW farm already operational, an 18 MW facility under construction and a company which owns a pipeline of approximately 750 MW, at varying stages of development.

Solare Power: Investments during the period refer to the acquisition of 30 photovoltaic plants, which came on stream between 2010 and 2011 and are located in 8 regions between the North and South of 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 1.2 million, refer above all to maintenance contracts and projects scheduled in the area of Health, Safety and the Environment.

Thermoelectric Power: Investments in the first half of 2018 (Euro 2 million) 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 **second quarter of 2018**, overall electricity sales came to 3.4 TWh (2.5 TWh in the corresponding period of 2017), against a total of around 1.8 TWh produced by the Group's facilities (1.6 TWh in the corresponding period of 2017), of which approximately 0.3 TWh abroad and 1.5 TWh in Italy. The latter figure represents about 2.0% of overall domestic electricity demand (1.6% in the second quarter of 2017).

During the **first six months of 2018**, overall electricity sales came to 7.1 TWh (6.1 TWh in the corresponding period of 2017), against a total of around 4.1 TWh produced by the Group's facilities (3.6 TWh in the corresponding period of 2017), of which approximately 0.8 TWh abroad and 3.3 TWh in Italy. The latter figure represents about 2.1% of overall domestic electricity demand (1.8% in the first half 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.

During the first six months of 2018 steam sales¹¹ amounting to 344 thousand tonnes were also carried out (397 thousand tonnes in the same period of 2017).

2 nd quarter					1 st half			
2018	2017	Δ	Δ%	Electricity Output (GWh)	2018	2017	Δ	Δ%
712	746	-35	-5%	Wind power output	1,931	1,809	122	7%
419	421	-2	0%	- Italy	1,151	1,078	73	7%
292	325	-33	-10%	- Overseas	779	730	49	7%
43	n.a.	43	n.a.	Solar power output	64	n.a.	64	n.a.
531	266	265	99%	Hydroelectric power output	1,001	652	349	53%
528	574	-47	-8%	Thermoelectric power output	1,054	1,175	-120	-10%
1,813	1,587	226	14%	ERG plants total output	4,050	3,635	415	11%

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

Wind power: wind power output totalled 712 GWh, less than in the second quarter of 2017 (746 GWh), with a stable situation as regards Italy (from 421 GWh to 419 GWh) and a downturn of 10% outside of Italy (from 325 GWh to 292 GWh), reflecting a decrease of -33 GWh. This was attributable above all to the lower output in Germany which, during the corresponding period of 2017, had benefitted from 23 GWh of German plant output (DIF), as well as the lower productions in Romania and Poland, partly offset by the increase in French output, which benefitted from 5 GWh pertaining to the new wind farms (Vent d'est).

Solar power: solar power output amounted to 43 GWh and refers to plants acquired at the beginning of the year.

Hydroelectric power: hydroelectric power output, which benefitted from the abundant water availability recorded during the period, totalled 531 GWh, with an increase compared to both the corresponding period in 2017 (266 GWh), and the ten-year historical average.

Thermoelectric power: thermoelectric power output totalled 528 GWh, down by 47 GWh compared to the corresponding period in 2017 (574 GWh).

In the first six months of 2018:

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

Wind power: wind power output totalled 1,931 GWh, with an increase over the first half of 2017 (1,809 GWh), reflecting a 7% growth in output in Italy (from 1,078 GWh to 1,151 GWh) and an upturn of 7% outside of Italy (from 730 GWh to 779 GWh).

The growth in Italian output (+73 GWh) reflects the improved wind conditions with respect to those recorded in the first half of 2017 regarding essentially all regions, particularly Sicily and Sardinia, with the exception of Puglia and, to a lesser extent, Molise.

Outside of Italy, the increase of +49 GWh reflects the contribution, until 7 March 2018, from the plant in Northern Ireland (29 GWh), together with the higher output in France which also benefitted from 17 GWh produced by the French plants (Vent d'Est) that were not present in the corresponding period of 2017. These higher productions abroad were partly mitigated by the poorer output in Eastern Europe (-34 GWh) compared to the particularly high productions recorded in Bulgaria and Romania during the first six months of 2017.

Solar power: solar power output, amounting to 64 GWh, concerns the plants acquired at the beginning of the year.

Hydroelectric power: hydroelectric power output, which benefitted from the abundant water availability recorded during the period, totalled 1,001 GWh, with an increase compared to both the corresponding period in 2017 (652 GWh), and the ten-year historical average.

Thermoelectric power: thermoelectric power output totalled 1,054 GWh, with a downturn of 120 GWh compared to the corresponding period in 2017 (1,175 GWh).

Main events during the half year

On **10 January 2018** ERG sold a 51% shareholding in TotalErg S.p.A. and a 51% stake in Total Italia S.r.l. Conclusion of the transaction followed approval by the competent Antitrust Authority and completion of the spin-off of the TotalErg S.p.A. business unit in favour of Total Italia S.r.l..

On **12 January 2018**, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., ERG acquired from VEI Green S.r.l. - an investment holding company controlled by PFH S.p.A., with the participation of leading Italian institutional investors – a 100% stake in ForVei S.r.l., the ninth largest photovoltaic operator in Italy with a total installed capacity of 89 MW.

On **12 January 2018**, through its subsidiary ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ERG acquired a 100% equity stake in Windpark Linda GmbH & Co. KG, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Germany with a capacity of 21.6 MW and annual output when fully operational estimated at around 50 GWh.

On **7 March 2018** ERG's Board of Directors approved the 2018-2022 Strategic Plan.

On **21 March 2018**, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, ERG acquired from Vent d'Est SAS a 75% equity interest in two companies owners of two wind farms in France with an overall capacity of 16.25 MW.

On **6 April 2018**, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., ERG signed an agreement with Impax New Energy Holding Cooperatief W.A. regarding the acquisition in France of two wind farms (26 MW) and a pipeline of approximately 750 MW. The transaction closing took place on 15 May 2018.

On **23 April 2018** the ERG S.p.A. Shareholders' Meeting appointed the new Board of Directors, confirming Edoardo Garrone as Chairman and resolving to pay a dividend of 1.15 Euro per share, including an extraordinary component of 0.40 Euro. ERG's Board of Directors confirmed Alessandro Garrone as Executive Deputy Chairman, Giovanni Mondini as Deputy Chairman and Luca Bettonte as Chief Executive Officer.

On **27 April 2018**, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, ERG signed an agreement with Global Wind Power France regarding the acquisition of a 100% equity interest in WP France SAS, the holder of rights, permits and authorisations for a 6.9 MW wind farm project in France.

On **18 May 2018** ERG, through its subsidiary Windpark Linda GmbH & Co. KG, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Germany, having successfully participated in the auction held on 1 May last dedicated to the on-shore wind power sector, was assigned 21.6 MW of new wind power.

Main events occurred after the end of the period

On **12 July 2018** **ERG** announced the conclusion, during the first six months of the year, of Liability Management transactions totalling Euro 500 million.

On **1 August 2018**, through its subsidiary ERG Power Generation SpA, ERG completed the acquisition of 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, 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.

On **2 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 SAS last March.

On **3 August 2018** ERG and Quercus Assets Selection Sarl, a European fund focused on investments in renewable sources with over Euro 350 million of assets under management, signed an agreement for the creation of a public limited company, ERG Q Solar1, to be based in Genoa under the joint ownership of Erg (60%) and the sub-fund Quercus Italian Solar Fund (40%), with the objective of consolidating the Italian photovoltaic market.

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), Voie Sacrée (12 MW) and D'Epense (4.25 MW) wind farms, together with the Torfou (18 MW) and Vallée de l'Aa (13 MW) wind farms under construction, 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 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 a slight improvement on the previous year; the increase in installed capacity in France and the favourable scenario in Poland more than offset the discontinuation of the double green certificate in Romania. Overall, therefore, the Wind Power sector is expected to post a significant downturn in total EBITDA.
- **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 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. A strong upturn in results is expected 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 connected with the recovery of prior incentives totalling around Euro 8 million which had benefitted the hydroelectric power sector in 2017. The hydroelectric sector is expected to post a decided 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 reduction 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.

Insofar as concerns the indications provided for FY2018, it is considered appropriate, starting from this report, in view of the specific characteristics of the 2018 – 2022 Business Plan, to express forecasts as

regards both EBITDA and Capex within a range in order to more clearly reflect, from an economic perspective, the variability of the presence of natural resources (wind, water, sun), production portfolio sources, and, from an investment perspective, the flexibility in the progress of the various development projects, some of which are, by nature, less predictable, such as M&A investments.

Overall FY2018 EBITDA is forecast within a range of between Euro 490 and 500 million, with a slight 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 forecast growth in volumes as regards the Hydro sector.

FY2018 investments are expected to be in a range of between Euro 520 and 540 million, with an increase compared to the previous indication (Euro 500 million), since it includes the estimated investments pertaining to the NewCo with Quercus in the Italian photovoltaic sector, as well as the price paid to acquire a 100% equity interest in the company Creag Riabhach Wind Farm Ltd, holder of authorisations for the construction of a 79 MW wind farm in Scotland.

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), partly offsetting the investments during the period, as well as the distribution of an ordinary and extraordinary dividend of €1.15 per share and the payment of financial charges.

In reference to the estimates and forecasts contained in this document and particularly in the Business Outlook section, we point out that actual results may differ from the announced results due to a multitude of factors, including: future trends in prices, the operating performance of plants, conditions pertaining to wind, water availability and irradiation, the impact of regulations for the oil and energy industry and the environment, 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 results at replacement cost.

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 second quarter and first half of 2018 will be illustrated to analysts and investors today, 3 August 2018, at 3 p.m. (CEST), 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 e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued at 1.30 p.m. (CEST) on 3 August 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 e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com). The Half-yearly Financial Report at 30 June 2018, including the Report of the Independent Auditors, will be made available to the public within the time limits laid down by current legislation 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 e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com).

Contacts:

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

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

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

www.erg.eu - [@ergnow](https://twitter.com/ergnow)

Performance highlights

FY 2017 restated	(EUR million)	1st Half		2nd quarter	
		2018	2017 restated	2018	2017 restated
Main Income Statement data					
1,056	Revenues from ordinary operations	516	534	231	234
472	EBITDA adjusted	277	258	114	107
220	EBIT adjusted	140	133	47	43
207	Net income	105	72	20	18
207	of which Group net income	105	72	20	18
117	Group net profit (loss) adjusted ⁽¹⁾	76	72	19	18
Main Financial data					
3,110	Net invested capital	3,275	3,267	3,275	3,267
1,877	Shareholders' Equity	1,809	1,753	1,809	1,753
1,233	Total net financial indebtedness ⁽²⁾	1,466	1,514	1,466	1,514
1,115	of which non-recourse Project Financing ⁽³⁾	1,223	1,206	1,223	1,206
40%	Financial leverage	45%	46%	45%	46%
45%	EBITDA Margin %	54%	48%	49%	46%
Operating data					
1,814	Installed capacity at period end - wind farms	<i>MW</i>	1,791	1,768	1,791
3,613	Electric power generation from wind farms	<i>milioni di KWh</i>	1,931	1,809	712
480	Installed capacity - thermoelectric plants	<i>MW</i>	480	480	480
2,453	Electric power generation from thermoelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	1,054	1,175	528
527	Installed capacity at period end - Hydroelectric plants	<i>MW</i>	527	527	527
1,144	Electric power generation from hydroelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	1,001	652	531
n.a.	Installed capacity - solar plants	<i>MW</i>	90	n.a.	90
n.a.	Electric power generation from solar plants	<i>milioni di KWh</i>	64	n.a.	43
11,747	Total sales of electric power	<i>milioni di KWh</i>	7,085	6,065	3,431
54	Investments ⁽⁴⁾	<i>milioni di Euro</i>	447	66	81
714	Employees at period end	<i>Unità</i>	714	714	737
Net unit revenues					
144.0	Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	123.2	149.8	118.4
96.4	Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	93.4	94.7	93.4
88.3	Wind France	<i>Euro/MWh</i>	87.0	88.6	86.0
45.5	Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	52.4	40.8	55.2
62.5	Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	71.2	78.9	71.3
57.8	Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	50.0	63.1	50.2
97.9	Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	100.4	n.a.	n.a.
n.a.	Solar	<i>Euro/MWh</i>	290.3	n.a.	291.2
109.1	Hydroelectric power	<i>Euro/MWh</i>	99.1	101.1	103.6
45.5	Thermoelectric power	<i>Euro/MWh</i>	37.3	47.4	23.8

To enhance understandability of business performance, recurring revenues and operating results are shown, therefore excluding special items. The comparative restated 2017 data not take account of the results of TotalErg, sold in January 2018. In addition, in line with the Report on the 2017 Annual Report, the results of Brockaghboy Windfarm Ltd, sold on March 7, 2018, were exposed in the ordinary activity both in the 2018 data and in the 2017 comparative data.

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

⁽⁶⁾ includes the financial loan to api S.p.A. (EUR 36 million) as deferred component of the TotalErg sale price

⁽⁷⁾ including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives to hedge interest rates

⁽⁸⁾ in property, plant and equipment and intangible assets. Including M&A investments equal to EUR 425 million performed in the 1st half of 2018 for the acquisition of the companies of the ForVei Group (solar) and for the acquisitions of companies owning wind farms in France and Germany. In 2017, M&A investments amounted to EUR 39.5 million for the acquisition of the DIF Group companies in Germany.

Performance highlights by segment

FY 2017 restated	(EUR million)	1st half		2nd quarter	
		2018	2017 restated	2018	2017 restated
	Revenues from ordinary operations:				
445	Wind power	210	232	77	95
n.a.	Solar	19	n.a	12	n.a
137	Hydroelectric power	100	76	57	29
473	Thermoelectric power ⁽¹⁾	187	226	86	109
38	Corporate	17	20	8	10
(37)	Intra-segment revenues	(17)	(20)	(8)	(10)
1,056	Total revenues	516	534	231	234
	EBITDA adjusted				
316	Wind power	159	170	52	66
n.a.	Solar	16	n.a	11	n.a
94	Hydroelectric power	80	54	45	19
78	Thermoelectric power ⁽¹⁾	30	40	11	25
(16)	Corporate	(8)	(6)	(6)	(4)
472	EBITDA adjusted	277	258	114	107
	Amortisation, depreciation and write-downs				
(160)	Wind power	(81)	(79)	(40)	(41)
n.a.	Solar	(10)	n.a	(5)	n.a
(58)	Hydroelectric power	(29)	(29)	(14)	(15)
(31)	Thermoelectric power ⁽¹⁾	(15)	(16)	(8)	(8)
(3)	Corporate	(1)	(1)	(1)	(1)
(252)	Amortisation and depreciation adjusted	(136)	(126)	(68)	(64)
	EBIT				
156	Wind power	78	91	13	25
n.a.	Solar	6	n.a	6	n.a
35	Hydroelectric power	51	25	31	4
48	Thermoelectric power ⁽¹⁾	14	24	3	17
(19)	Corporate	(9)	(7)	(7)	(4)
220	EBIT adjusted	140	133	47	43
	Investments ⁽²⁾				
75	Wind power	97	60	80	52
n.a.	Solar	345	n.a	(1)	n.a
6	Hydroelectric power	1	1	1	1
10	Thermoelectric power	2	4	1	2
3	Corporate	1	1	0	1
94	Total investments	447	66	81	55

⁽³⁾ Includes Energy Management contribution

⁽⁴⁾ Including investments in tangible and intangible fixed assets and M&A investments

Adjusted Income Statement

To enhance understandability of Group performance, the operating results are shown excluding non-recurring items. As already indicated in the Introduction, the pro forma comparative data are shown in order to take account of the change in scope linked to the TotalErg transaction and the application of IFRS 15.

For the definition of measures, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, as well as for the restatement of the comparative pro-forma figures, reference is made to what has been indicated in the section Alternative Performance Measures below.

	1st half		2nd quarter	
	2018	2017 restated	2018	2017 restated
<i>(EUR million)</i>				
Revenues from ordinary operations	515.7	534.2	231.4	233.7
Other revenues and income	14.1	4.7	11.3	1.9
TOTAL REVENUES	529.8	538.9	242.7	235.6
Costs for purchase and changes in inventory	(139.7)	(171.4)	(70.3)	(71.9)
Costs for services and other operating costs	(82.8)	(77.5)	(42.1)	(40.1)
Cost of labor	(30.6)	(31.8)	(16.0)	(16.6)
EBITDA	276.7	258.2	114.2	106.9
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(136.2)	(125.6)	(67.6)	(64.1)
EBIT	140.5	132.6	46.6	42.8
Net financial income (expenses)	(37.8)	(34.0)	(19.7)	(17.5)
Net income (loss) from equity investments	0.0	(0.0)	(0.0)	(0.1)
Profit before taxes	102.7	98.5	26.8	25.2
Income taxes	(27.1)	(26.1)	(7.6)	(7.1)
Profit for the period	75.6	72.5	19.2	18.1
Minority interests	(0.1)	0.0	(0.0)	0.0
Group's net profit (loss)	75.5	72.5	19.2	18.1

Reclassified Statement of Financial Position

The reclassified Balance Sheet contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, indicated in the Notes to the Financial Statements published on the occasion of the annual financial report and the half-yearly financial report, highlighting the **uses** of resources in fixed assets and in working capital and the related **funding sources**. Said financial statements are consistent with the mandatory financial statements.

For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Balance Sheet, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Measures" section below.

06/30/2017	Reclassified Statement of Financial Position	06/30/2018	12/31/2017
	<i>(EUR million)</i>		
3,320.3	Fixed assets	3,343.8	3,260.8
210.1	Net working capital	224.1	150.0
(6.5)	Employees' severance indemnities	(5.8)	(6.4)
329.3	Other assets	322.2	278.7
(586.6)	Other liabilities	(608.9)	(573.0)
3,266.7	Net invested capital	3,275.4	3,110.1
1,752.6	Group Shareholders' Equity	1,807.8	1,877.5
0.0	Minority interests	1.2	0.0
1,514.1	Net financial indebtedness	1,466.4	1,232.7
3,266.7	Shareholders' equity and financial debt	3,275.4	3,110.1

Cash Flow

	1st half		2nd quarter	
	2018	2017	2018	2017
EBITDA adjusted	276.7	258.2	114.2	106.9
Change in working capital	(143.4)	(53.7)	(78.8)	(16.2)
Operative Cash Flow	133.3	204.5	35.4	90.7
Investments on tangible and intangible fixed assets	(21.4)	(24.2)	(13.3)	(13.4)
Acquisition of companies (<i>business combination</i>)	(425.2)	(39.5)	(68.0)	(39.5)
Investments on financial fixed assets	(0.9)	15.4	0.8	15.7
TotalErg transaction	179.5	-	(0.0)	-
Sale net asset Brockahgboy	105.7	-	(0.0)	-
Divestments and other changes	0.2	-	1.5	-
Cash Flow from investments	(162.1)	(48.2)	(79.0)	(37.2)
Net Financial income (expenses)	(37.8)	(34.0)	(19.7)	(17.5)
Net income (loss) from equit investments	0.0	(0.1)	(0.0)	(0.1)
Cash Flow from financial management	(37.8)	(34.1)	(19.7)	(17.6)
Cash flow from tax management	-	(15.2)	-	(15.2)
Distribution of dividends	(171.1)	(74.4)	(171.1)	(74.4)
Other changes in shareholders' equity	6.2	10.6	(2.7)	4.0
Cash Flow from Shareholders'equity	(164.9)	(63.8)	(173.8)	(70.4)
Change in scope of consolidation	(2.2)	-	(0.1)	-
Initial net financial indebtedness	1,232.7	1,557.2	1,229.1	1,464.3
<i>Change in the period</i>	233.7	(43.1)	237.3	49.8
Final net financial indebtedness	1,466.4	1,514.1	1,466.4	1,514.1

Operating Cash Flow for the first half of 2018 is positive for 133 million, down by 71 million compared to the same period of 2017 mainly due to the payment of a debt position of 42 million linked to Oil purchases of previous years and seasonal trends in the working capital affected. also from the exit of the Group VAT of TotalErg.

Cash flow from investments is mainly linked to M&A activities and in particular the acquisition of ForVei (EUR 345 million) and Vent d'Est SAS (EUR 12 million), and the French companies acquired by Impax New Energy (67 million). A detailed analysis of investments in tangible and intangible fixed assets during the period made may be found in the specific section.

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

Cash flow from financial management refers to the higher payables linked to interest accrued during the period.

Cash flow from shareholders' equity relates mainly to the effects of the transition to IFRS 9 at the date of first application (1 January 2018), net of the related tax effects and movements of cash flow hedge reserve linked to financial derivatives instruments.

Change in the scope of consolidation relates to the effects of the line-by-line consolidation of equity investments previously recognised with the cost method since they were not yet operational (WP France 6) 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 the presentation of Alternative Performance Measures 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 Measures (CESR/05 - 178b), aim to promote the usefulness and the transparency of alternative performance measures in order to improve their comparability, reliability and capacity for understanding.

Some of the Alternative Performance Measures (APM) used in this document are different from the financial indicators expressly provided by the IAS/IFRS adopted by the Group.

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

Finally, it is noted that in order to facilitate the understanding of businesses' operating performance, results of operations 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 standards, the method used by the Group to determine these measures may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Below are the definitions of the APMs used by the Group and a reconciliation with the items of the financial statement models adopted:

- EBITDA is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciations and write-downs" 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.
- EBITDA margin is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA and the Revenues from ordinary operations of each individual business.
- The adjusted tax rate is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax
- Adjusted Group net profit is the net result of the Group with the exclusion of significant special income components, net of the related tax effects.
- Investments are obtained from the sum of investments in tangible and intangible assets. Starting from this Report, they also include the value of the acquisitions of net assets within the scope of M&A transactions.
- Net working capital is defined by the sum of inventories, trade receivables and trade payables.
- Net invested capital is determined by the algebraic sum of fixed assets, net working capital, liabilities related to employee severance indemnities, 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 financial loan to api S.p.A. (EUR 36 million) as a deferred component of the TotalErg sale price, as well as non-current portion of assets relating to derivative instruments.
- Financial leverage is calculated by comparing total net financial liabilities (including Project Financing) and the net invested capital.
- Special items include significant income components of an unusual nature. Among these are considered:
 - o income and expenses linked to events whose occurrence is non-recurring, or from those operations or events that are not frequently repeated in the usual course of business;
 - o income and expenses linked to events not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental expenses;
 - o gains and losses on the disposal of assets;
 - o significant writedowns recognized on assets as a result of impairment tests;
 - o the proceeds and related reversals recognized in application of IFRS 9 in relation to the restructuring of existing loans

Reconciliation with adjusted operating results

FY 2017 restated	EBITDA	Notes	1st half		2nd quarter	
			2018	2017 restated	2018	2017 restated
457.6	EBITDA from continuing operations		273.4	258.2	114.2	106.9
2.3	Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3.3	-	0.0	0.0
459.9	EBITDA		276.7	258.2	114.2	106.9
12.4	Exclusion Special items: - Reversal of ancillary charges on extraordinary operations		-	-	-	-
472.3	Adjusted EBITDA		276.7	258.2	114.2	106.9
	Amortization and depreciation and write-downs					
(250.9)	Amortization and depreciation on continuing operations		(135.5)	(125.6)	(67.6)	(64.1)
(1.3)	Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)	1	(0.7)	-	-	-
(252.2)	Amortization and depreciation adjusted		(136.2)	(125.6)	(67.6)	(64.1)
0.0	Exclusion Special items: - Special Items		0.0	0.0	0.0	0.0
(252.2)	Amortization and depreciation adjusted		(136.2)	(125.6)	(67.6)	(64.1)
	Group's net Profit (loss)					
107.9	Group's net Profit (loss)		105.1	72.5	20.2	18.1
9.3	Exclusion of ancillary charges on extraordinary operations		-	-	-	-
-	Exclusion of capital gain of Brockaghboy sale	2	(26.2)	-	0.1	0.0
-	Exclusion of net proceeds (IFRS 9) on refinancing	3	(3.4)	-	(1.1)	0.0
117.2	Adjusted Group Net Profit (loss)		75.5	72.5	19.2	18.1

The accounting results of Brockaghboy, the subsidiary sold on 7 March 2018, are subject to the requirements of IFRS 5.

In this Report, 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 Report on Operations of the 2017 Financial Statements.

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.

During the period the Group renegotiated a loan. IFRS 9 does not allow for the deferment of the economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the debt: this resulted in the accounting in the quarter of a gain of approximately EUR 4 million. 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 charges related to the debt service payment, with the recognition of deferred benefits of the renegotiation along the duration of the debt and not all in one immediate posting 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 recurring statements shown and commented upon in this Report.

First Half 2018

<i>(EUR million)</i>	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Broackaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	1st half Adjusted
Revenues from ordinary operations	512.8	2.9	-	515.7
Other revenues and income	13.2	0.9	-	14.1
TOTAL REVENUES	525.9	3.8	-	529.8
Costs for purchase	(140.3)	(0.0)	-	(140.3)
Changes in inventory	0.7	-	-	0.7
Costs for services and other operating costs	(82.3)	(0.6)	-	(82.8)
Cost of labor	(30.6)	-	-	(30.6)
EBITDA	273.4	3.3	-	276.7
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed	(135.5)	(0.7)	-	(136.2)
EBIT	137.9	2.6	-	140.5
Net financial income (expenses)	(33.0)	(0.6)	(4.2)	(37.8)
Net income (loss) from equity investments	0.0	26.7	(26.7)	0.0
Profit before taxes	105.0	28.7	(30.9)	102.7
Income taxes	(28.2)	(0.2)	1.3	(27.1)
Net result from continued operations	76.8	28.4	(29.6)	75.6
Net result from asset sold	28.4	(28.4)	-	0.0
Profit for the period before minorities	105.2	-	(29.6)	75.6
Minority interests	(0.1)	-	-	(0.1)
Group's net profit (loss)	105.1	-	(29.6)	75.5

Comparative pro forma data 1st Half 2017

It was considered appropriate to amend the 2017 comparative data in order to take account of the following:

- The aforementioned sale of **TotalErg** on 10 January 2018 marked the ERG Group's definitive departure from the OIL industry. Since this date, 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 facilitate the understanding of the performance in the two periods and in view of the Group's new strategic and industrial positioning, the 2017 comparative figures were amended so as to exclude the recurring results¹² of the joint venture TotalErg which had previously been consolidated under the equity method and reported in the line "Net income (loss) from equity investments". In the first half of 2017 this contribution was positive in the amount of EUR 15 million (EUR +24 million for the whole of 2017).
- IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers has been applied as from 1 January 2018, with no significant impact on the Group's Consolidated Financial Statements. In particular, some ERG contracts were identified as "agent", requiring a net representation (netting) of certain operating costs as a reduction in revenues.

(EUR million)	1st half	IFRS 15 reclassifications	Exclusion of inventory gain/losses	Exclusion TotalErg net result	1st half 2017 adjusted RESTATED
Revenues from ordinary operations	538.3	(4.1)	-	-	534.2
Other revenues and income	4.7	-	-	-	4.7
TOTAL REVENUES	543.0	(4.1)	-	-	538.9
Costs for purchase	(171.9)	0.5	-	-	(171.4)
Changes in inventory	(0.0)	-	-	-	(0.0)
Costs for services and other operating costs	(81.1)	3.6	-	-	(77.5)
Cost of labor	(31.8)	-	-	-	(31.8)
EBITDA	258.2	-	-	-	258.2
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(125.6)	-	-	-	(125.6)
EBIT	132.6	-	-	-	132.6
Net financial income (expenses)	(34.0)	-	-	-	(34.0)
Net income (loss) from equity investments	11.9	-	2.9	(14.8)	(0.0)
Profit before taxes	110.5	-	2.9	(14.8)	98.5
Income taxes	(26.1)	-	-	-	(26.1)
Net result from continued operations	84.4	-	2.9	(14.8)	72.5
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
Profit for the period before minorities	84.4	-	2.9	(14.8)	72.5
Minority interests	-	-	-	-	-
Group's net profit (loss)	84.4	-	2.9	(14.8)	72.5

¹² Net of special items and inventory gains (losses)

Fine Comunicato n.0118-20

Numero di Pagine: 36