



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.
approva la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017**

MOL consolidato recurring¹: 258 milioni di Euro, 273 milioni nel 1° semestre 2016

Risultato netto di Gruppo recurring²: 87 milioni di Euro, 74 milioni nel 1° semestre 2016

Genova, 10 agosto 2017 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. riunitosi ieri, ha approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017. 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 recurring

Il Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	I Semestre		
2017	2016	Var. %		2017	2016	Var. %
107	111	-3%	MOL	258	273	-6%
43	46	-7%	Risultato operativo netto	133	145	-8%
27	17	+59%	Risultato netto di Gruppo	87	74	+17%

	30.06.17	31.12.16	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.514	1.557	-43
Leverage³	46%	47%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato:

“I risultati del secondo trimestre e più in generale del semestre sono decisamente soddisfacenti, in particolare se si considera che, oltre alle previste ricadute generate sia dalla riduzione della potenza eolica incentivata che dal mutato contesto regolatorio in Sicilia, sono perdurate condizioni anche in questo trimestre di scarsa idraulicità e ventosità. Tali effetti sono stati però quasi completamente compensati da uno scenario prezzi favorevole in Italia, di cui ha beneficiato sia il nucleo idroelettrico di Terni grazie alla flessibilità dei propri impianti, sia il termoelettrico per la sua importante capacità cogenerativa. A ciò si aggiungono il contributo delle attività di Energy Management, il recupero del valore dei certificati verdi - associati sia alle minori produzioni eoliche del passato imposte dal gestore della rete sia al riconoscimento degli stessi per alcuni impianti del nucleo idroelettrico - la produzione dei nuovi parchi acquisiti a maggio in Germania e i benefici derivanti dalle continue azioni di efficienza sui costi.

I risultati fin qui raggiunti ci permettono di confermare la *guidance* per il 2017 che prevede un margine operativo lordo di 430 milioni di Euro ed un indebitamento netto di 1.450 milioni di Euro inclusivi di 140 milioni di investimenti, destinati soprattutto alla crescita nell'eolico all'estero, dove alla fine dell'anno entreranno in produzione i 48 MW in costruzione in Irlanda del Nord.”

¹ I risultati recurring non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.

² Il risultato netto di Gruppo recurring non include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate.

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

Premessa

Variazione perimetro di business

Si precisa che i risultati del semestre riflettono l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania (48 MW) acquisiti nel periodo e consolidati integralmente dal 1° gennaio 2017.

Secondo trimestre 2017

Risultati finanziari consolidati

Nel secondo trimestre 2017 i **ricavi** sono di 236 milioni di Euro, rispetto ai 235 milioni di Euro del secondo trimestre 2016.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 107 milioni di Euro, rispetto ai 111 milioni di Euro registrati nel secondo trimestre 2016.

- **Fonti Non programmabili (eolico):** il margine operativo lordo di 66 milioni di Euro mostra un lieve decremento rispetto ai 70 milioni di Euro dello stesso periodo del 2016, in conseguenza principalmente di una minore produzione in Italia, dove si sono registrate condizioni di ventosità particolarmente sfavorevoli. Tali effetti sono stati parzialmente compensati da un andamento dei prezzi più favorevole in Italia, oltreché da ulteriori azioni di efficienza sui costi. Si segnala inoltre che circa il 90% della produzione eolica in Italia nel secondo trimestre 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh)
- **Fonti programmabili (termoelettrico e idroelettrico):** il margine operativo lordo di 44 milioni di Euro è in linea rispetto ai 44 milioni di Euro del secondo trimestre 2016. Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 19 milioni sostanzialmente in linea rispetto ai 20 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il semestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato del termoelettrico, pari a 25 milioni, risulta in aumento rispetto ai 24 milioni del secondo trimestre 2016 che pur beneficiava ancora del "corrispettivo di reintegro" riconosciuto all'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore fino al 27 maggio 2016, per circa 13 milioni. Tale minore ricavo è stato più che compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, e dal miglior andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto recurring** è di 43 milioni di Euro, rispetto ai 46 milioni del secondo trimestre 2016 dopo ammortamenti per 64 milioni di Euro (65 milioni di Euro del secondo trimestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è di 27 milioni di Euro (17 milioni di Euro nel secondo trimestre del 2016) dovuto a minori ammortamenti, minori oneri finanziari netti e dei maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).

Primo semestre 2017

Risultati finanziari consolidati

Nel primo semestre 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 538 milioni, in lieve aumento rispetto ai 530 milioni del primo semestre 2016, pur in presenza di produzioni RES significativamente inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni meteo (ventosità e idraulicità) estremamente avverse. Tali effetti sono stati più che compensati, principalmente, dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica.

Tale voce include anche le maggiori vendite effettuate nell'ambito dell'attività di copertura dalle oscillazioni di

prezzo fatte da Energy Management, i minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante in parte compensati grazie al meccanismo di recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti. Il primo semestre 2016 comprendeva il “corrispettivo di reintegro” riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per circa 31 milioni.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 258 milioni, inferiore rispetto ai 273 milioni registrati nel primo semestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 170 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (187 milioni), in conseguenza principalmente di una minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità particolarmente sfavorevoli. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati da un andamento dei prezzi più favorevole in Italia oltretutto da ulteriori azioni di efficienza sui costi. Si segnala inoltre che circa il 91% della produzione eolica in Italia nel primo semestre 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh).
- **Fonti Programmabili:** margine operativo lordo di 94 milioni, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (93 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 54 milioni in forte incremento rispetto ai 41 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il semestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Si segnala inoltre che tra la fine del 2016 ed il primo semestre del 2017, al termine di un iter di verifiche con il GSE, è stata annullata la revoca IAFR agli impianti di Cotilia (48 MW) e Sigillo (5 MW), che pertanto sono titolati al riconoscimento di incentivi (oltre al recupero dei progressi). Il risultato del termoelettrico, pari a 40 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 52 milioni del primo semestre 2016 che beneficiava ancora del “corrispettivo di reintegro” riconosciuto all'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore fino al 27 maggio 2016 per circa 31 milioni. Tale minore ricavo è stato in buona parte compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, e dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 133 milioni (145 milioni del primo semestre 2016) dopo ammortamenti per 126 milioni (129 milioni nel primo semestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 87 milioni, in crescita rispetto al risultato di 74 milioni del primo semestre 2016, in conseguenza dei già commentati minori risultati operativi più che compensati da minori ammortamenti, minori oneri finanziari netti e dei maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).

Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza.

Il **risultato netto di Gruppo**⁴ è stato pari a 84 milioni (73 milioni nel primo semestre 2016).

Nel primo semestre 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 26 milioni (19 milioni nel primo semestre 2016) di cui il 76% nel settore Non Programmabili (68% nel primo semestre 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, e il 20% nel settore Programmabili (27% nel primo semestre 2016), il 4% nel settore Corporate (5% nel primo semestre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.514 milioni, in decremento di 43 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

⁴ Include utili (perdite) su magazzino per -3 milioni (+6 milioni nel primo semestre 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo “Indicatori alternativi di performance”.

Investimenti

Il Trimestre		Milioni di Euro	I Semestre	
2017	2016		2017	2016
12	11	Fonti Non programmabili	20	13
12	11	Eolico	20	13
3	4	Fonti Programmabili	5	5
2	3	Termoelettrico	4	4
1	1	Idroelettrico	1	1
1	0	Corporate	1	1
16	15	Totale investimenti	26	19

Si premette che il dato degli investimenti, per il primo semestre 2017, non include **l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania**, acquisiti dal Gruppo DIF, con una capacità installata di 48,4 MW. Il valore dell'acquisizione è di circa 40 milioni di Euro in termini di enterprise value.

Si precisa che il dato degli investimenti, per il primo semestre 2016 non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

- l'acquisizione a inizio 2016 da un fondo gestito da Impax Management Group **di undici parchi eolici in Francia e di sei parchi eolici in Germania**, con una capacità installata per complessivi 206 MW, oltre che di due società che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi. Il valore dell'acquisizione è di circa 290 milioni di Euro in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni di Euro per MW.
- l'acquisizione da TCI Renewables di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, con una capacità prevista di oltre 47,5 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 150 GWh all'anno. L'operazione ha comportato un esborso iniziale di circa 13 milioni, a cui si aggiungono gli investimenti effettuati a valle dell'acquisizione del progetto, commentati nella sezione che segue. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 80 milioni di Euro già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Nel primo semestre 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 26 milioni (19 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 25 milioni relativi ad immobilizzi materiali (17 milioni nel primo semestre 2016) e 1 milione ad immobilizzi immateriali (2 milioni nel primo semestre 2016).

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del primo semestre 2017 si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord per circa 18 milioni. Più in dettaglio, il parco di Brockaghboy sarà costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi la cui costruzione è prevista essere completata, coerentemente con la tempistica di connessione alla rete di distribuzione, entro il terzo trimestre del 2017, per poi completare la fase di "commissioning" nel corso del quarto trimestre.

Fonti Programmabili

Gli investimenti del primo semestre 2017 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, incluse le attività di unificazione del centro di controllo e dei sistemi informativi. 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 e idroelettrici, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel corso del **secondo trimestre 2017**, le **vendite totali di energia elettrica** sono risultate pari a 2,5 TWh (2,7 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,7 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% nel secondo trimestre 2016).

Nel corso del **primo semestre 2017**, le **vendite totali di energia elettrica** sono risultate pari a 6,1 TWh (6,0 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 3,6 TWh (4,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,7 TWh all'estero e 2,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (2,2% nel primo semestre 2016).

2°trimestre			1°semestre	
2017	2016	Produzione Energia Elettrica (GWh)	2017	2016
725	822	Produzione eolica	1.809	2.048
421	569	di cui Italia	1.078	1.343
304	253	di cui Estero	730	705
574	597	Produzione termoelettrica	1.175	1.293
266	367	Produzione idroelettrica	652	751
1.566	1.786	Produzioni complessive parchi	3.635	4.092

Per quanto riguarda le produzioni, nel secondo trimestre del 2017:

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 725 GWh, in diminuzione rispetto al secondo trimestre 2016 (822 GWh), con una produzione in calo circa del 26% in Italia (da 569 GWh a 421 GWh) ed in crescita del 20% all'estero (da 253 GWh a 304 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-148 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e significativamente inferiori a quelle registrate nel secondo trimestre del 2016, in particolare in Campania, Puglia e Sicilia. Per quel che riguarda l'estero, l'incremento complessivo di 51 GWh è attribuibile principalmente alle maggiori produzioni dei parchi in Germania.
- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 841 GWh, in diminuzione rispetto al secondo trimestre 2016 (964 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 597 GWh a 574 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (266 GWh nel secondo trimestre 2017 rispetto ai 367 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Nel primo semestre del 2017:

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 1.809 GWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2016 (2.048 GWh), con una produzione in calo circa del 20% in Italia (da 1.343 GWh a 1.078 GWh) ed in aumento del 4% all'estero (da 705 GWh a 730 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-265 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e significativamente inferiori a quelle particolarmente elevate

registrate nel primo semestre del 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 25 GWh è attribuibile al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania, parzialmente compensate dalle deboli produzioni in Francia.

- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 1.826 GWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2016 (2.044 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 1.293 GWh a 1.175 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (652 GWh nel primo semestre 2017 rispetto ai 751 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Principali fatti avvenuti nel corso del semestre

In data **8 marzo 2017** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.

I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 t di emissione di CO₂ evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027.

Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un *enterprise value* di circa 40 milioni di Euro, l'EBITDA annuo medio atteso è di circa 5 milioni di euro.

Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data **2 maggio 2017**.

L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico *on shore* tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

In data **20 aprile 2017**, al termine dei lavori assembleari, il Dott. Luigi Ferraris, Consigliere Indipendente nonché membro del Comitato Strategico, ha rassegnato con efficacia immediata le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. per cogliere nuove opportunità professionali. Al momento delle sue dimissioni il Dott. Luigi Ferraris non risultava detenere azioni della Società.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. dell'11 maggio 2017 ha pertanto provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, quale nuovo Consigliere della Società, il Dott. Alessandro Careri (già Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. da giugno 2011 ad aprile 2015 e membro del Comitato Strategico, attualmente Presidente del Consiglio di Amministrazione di TotalErg S.p.A.) che resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza del Consigliere Alessandro Careri con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

Il Consiglio di Amministrazione ha infine deliberato di non integrare l'attuale composizione del Comitato Strategico

In data **30 giugno 2017** ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. ed ERG Eolica Basilicata S.r.l., società controllate interamente da ERG Power Generation S.p.A, hanno sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di multi-borrower *non-recourse portfolio project finance*.

Le tre società coinvolte nell'operazione sono proprietarie di tre parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2011 e il 2013, situati in Calabria e Basilicata per una capacità installata totale di 154 MW.

L'operazione, grazie alle eccellenti performance operative e finanziarie dei suddetti parchi eolici, ha permesso di rifinanziare i project financing esistenti sottoscritti tra il 2012 e il 2014 a condizioni economiche significativamente migliori, con una riduzione del costo del debito di oltre il 50% rispetto alle condizioni originarie.

Il contratto di finanziamento, per un importo pari a 145 milioni e una durata di 10,5 anni, è stato sottoscritto da Crédit Agricole CIB Milan Branch in qualità di Coordinating & Structuring Bank e Mandated Lead Arranger, da BNP Paribas (CIB Italia) e da ING Bank N.V.- Milan Branch in qualità di Mandated Lead Arranger ed UBI Banca S.p.A, in qualità di Mandated Lead Arranger e Banca Agente. Crédit Agricole Carispezia ha agito invece in qualità di Account Bank.

In data **22 giugno 2017** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da Abo Wind UK LTD il 100% del capitale della società di diritto UK Evishagaran Wind Farm Ltd titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico (35MW) in Irlanda del Nord la cui entrata in funzione è prevista entro il 2020.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

In data **19 luglio** si è concluso il processo di emissione e collocamento presso investitori istituzionali di un prestito obbligazionario non convertibile di importo pari a 100 milioni di Euro, con un valore nominale per

ciascuna obbligazione di 100 mila Euro, approvato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. in data **12 luglio**.

L'emissione del prestito, non assistito da garanzie, è finalizzata al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia.

I titoli obbligazionari sono privi di rating e non sono soggetti a covenant finanziari e verranno rimborsati in un'unica soluzione a gennaio 2023.

Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e matureranno interessi a un tasso fisso pari a 2,175%. Il pagamento degli interessi avverrà con scadenza annuale posticipata.

L'emissione permetterà di allungare la durata finanziaria dell'indebitamento, ridurre il costo medio e diversificare le fonti di finanziamento del Gruppo.

Le obbligazioni sono rivolte esclusivamente a investitori istituzionali in Italia e all'estero e non saranno offerte o vendute negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia, Giappone o in qualsiasi altro paese nel quale l'offerta o la vendita delle obbligazioni siano vietate ai sensi delle leggi applicabili.

In data **4 luglio** il Gruppo ERG ha comunicato la nomina di Sergio Chiericoni a nuovo responsabile dello sviluppo business del Gruppo ERG nel ruolo di Chief Business Development Officer.

Ingegnere con vent'anni di esperienza in posizioni apicali di aziende internazionali nel settore Energy, Sergio Chiericoni ha condotto importanti progetti di sviluppo, progettazione e costruzione in diversi paesi del mondo, focalizzandosi negli ultimi dieci anni nel settore delle Rinnovabili.

Questo importante inserimento conferma la strategia di ERG di dare ulteriore impulso alle attività di sviluppo del business. La posizione, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, viene affidata ad un manager di lunga e comprovata esperienza nella realizzazione di progetti strategici nel settore dell'energia su scala internazionale.

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2017:

Fonti Non Programmabili

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie alla quale ha raggiunto 674 MW di potenza installata all'estero, pari al 38% dei 1.768 MW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire l'ottavo operatore eolico *on-shore* in Europa. Il 2017 beneficerà del contributo dei nuovi parchi all'estero con l'entrata in esercizio nell'ultima parte dell'anno dell'impianto di circa 48 MW, costruito in Irlanda del Nord (UK) e dei nuovi parchi acquisiti in Germania per 48,4 MW, con i quali ERG consolida la propria posizione a circa 216 MW, divenendo l'ottavo operatore eolico nel paese.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione principalmente a seguito della scarsa ventosità e secondariamente a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 214MW. Tali effetti saranno parzialmente compensati dal maggior prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2016, da un parziale recupero dello scenario prezzi alla luce dell'andamento registrato nei primi mesi dell'anno, e dal riconoscimento del valore delle limitazioni alla produzione imposte dal gestore della rete elettrica negli esercizi precedenti con riferimento ai MW usciti dal sistema incentivante.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in leggera diminuzione.

Fonti Programmabili

ERG nel corso del 2017 continuerà nell'operazione di consolidamento del Nucleo idroelettrico di Terni e nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power.

Per quanto riguarda il Nucleo idroelettrico, sebbene in presenza, nell'anno corrente, di scarsa idraulicità, si prevedono risultati in leggera crescita grazie a migliori prezzi di vendita, al maggior prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, queste ultime previste in calo rispetto all'anno precedente, alla maggiore capacità incentivata a seguito del riconoscimento IAFR per gli impianti di Cotilia e Sigillo ed alle azioni di continuo efficientamento.

Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati in leggera riduzione a seguito del venire meno della normativa sulle Unità Essenziali e del relativo contributo alla copertura dei costi fissi, associato alla piena entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi avvenuta a partire dal 28 maggio 2016 che tende a comprimere la redditività, in buona parte mitigata dallo scenario favorevole (anche con riferimento ai prezzi

dei Titoli di Efficienza Energetica), dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dalla massimizzazione della cogeneratività ad alto rendimento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

Nel complesso per l'esercizio 2017 si attende un margine operativo lordo di circa 430 milioni di Euro. La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento di circa 100 milioni di Euro a circa 1.450 milioni di Euro (1.557 nel 2016) a fronte di nuovi investimenti previsti per circa 140 milioni, della distribuzione ordinaria del dividendo a 0,5 € per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

In riferimento alle stime e alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, 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 2017 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, 10 agosto 2017, alle ore 11,00 (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 10 agosto 2017 alle ore 7,45 (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 2017, comprensiva della Relazione della Società di Revisione, è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

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

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		1° semestre		2° trimestre	
		2017	2016	2017	2016
2016	(milioni di Euro)				
Principali dati economici					
1.025	Ricavi della gestione caratteristica	538	530	236	235
455	Margine operativo lordo recurring	258	273	107	111
202	Risultato operativo netto recurring	133	145	43	46
125	Risultato netto	84	76	19	25
122	di cui Risultato netto di Gruppo	84	73	19	25
107	Risultato netto di Gruppo recurring ⁽¹⁾	87	74	27	17
Principali dati finanziari					
3.286	Capitale investito netto	3.267	3.433	3.267	3.433
1.729	Patrimonio netto	1.753	1.593	1.753	1.593
1.557	Indebitamento finanziario netto totale	1.514	1.840	1.514	1.840
1.276	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽²⁾	1.206	1.285	1.206	1.285
47%	Leva finanziaria	46%	54%	46%	54%
44%	Ebitda Margin %	48%	52%	45%	47%
Dati operativi					
1.720	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.768	1.720	1.768
3.501	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	1.809	2.048	746
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480	480	480
2.693	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	1.175	1.293	574
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527	527	527
1.358	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	652	751	266
12.303	Vendite totali di energia elettrica	milioni di KWh	6.065	5.960	2.527
60	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	26	19	16
715	Dipendenti a fine periodo	Unità	717	722	717
Indicatori di mercato					
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	Euro/MWh	51,2	37,1	44,9
100,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	Euro/MWh	107,3	100,1	107,3
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	56,8	41,9	57,0
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	58,7	40,0	49,1
139,0	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	152,7	135,6	160,6
92,6	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	Euro/MWh	91,0	91,7	91,6
88,7	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	Euro/MWh	89,0	88,6	89,0
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,7	96,7	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	35,7	33,1	35,4
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	7,3	16,6	6,6
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	28,7	27,6	28,6
29,5	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,2	29,5	29,0

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici *recurring* con l'esclusione pertanto delle poste *no recurring* (non caratteristiche).

⁽¹⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste *no recurring* (non caratteristiche) e le relative imposte teoriche correlate

⁽²⁾ al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei relativi derivati a copertura dei tassi

⁽³⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 39,5 milioni effettuati nel 2017 per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF in Germania e gli investimenti M&A pari a 306,5 milioni di Euro effettuati nel 2016

⁽⁴⁾ Prezzo Unico Nazionale

⁽⁵⁾ i valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti eolici

⁽⁶⁾ il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali

⁽⁷⁾ prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

Sintesi dei risultati per settore

Anno		1° semestre		2° trimestre	
		2017	2016	2017	2016
2016	(milioni di Euro)				
	Ricavi della gestione caratteristica:				
423	Fonti Non Programmabili	232	244	95	100
423	Eolico	232	244	95	100
601	Fonti Programmabili	306	288	141	136
479	Termoelettrico ⁽¹⁾	230	228	111	106
122	Idroelettrico	76	61	29	31
32	Corporate	20	16	10	8
(31)	Ricavi infrasettori	(20)	(18)	(10)	(9)
1.025	Totale ricavi della gestione caratteristica	538	530	236	235
	Margine operativo lordo:				
308	Fonti Non Programmabili	170	187	66	70
308	Eolico	170	187	66	70
161	Fonti Programmabili	94	93	44	44
77	Termoelettrico ⁽¹⁾	40	52	25	24
84	Idroelettrico	54	41	19	20
(13)	Corporate	(6)	(6)	(4)	(4)
455	Margine operativo lordo recurring	258	273	107	111
	Ammortamenti e svalutazioni:				
(163)	Fonti Non Programmabili	(79)	(83)	(41)	(42)
(163)	Eolico	(79)	(83)	(41)	(42)
(88)	Fonti Programmabili	(45)	(44)	(23)	(22)
(30)	Termoelettrico ⁽¹⁾	(16)	(15)	(8)	(7)
(58)	Idroelettrico	(29)	(29)	(15)	(15)
(3)	Corporate	(1)	(1)	(1)	(1)
(254)	Ammortamenti recurring	(126)	(129)	(64)	(65)
	Risultato operativo netto:				
145	Fonti Non Programmabili	91	104	25	28
145	Eolico	91	104	25	28
73	Fonti Programmabili	49	48	22	22
47	Termoelettrico ⁽¹⁾	24	37	17	17
26	Idroelettrico	25	12	4	5
(16)	Corporate	(7)	(7)	(4)	(4)
202	Risultato operativo netto recurring	133	145	43	46
	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:				
44	Fonti Non Programmabili	20	13	12	11
44	Eolico	20	13	12	11
13	Fonti Programmabili	5	5	3	4
10	Termoelettrico ⁽¹⁾	4	4	2	3
4	Idroelettrico	1	1	1	1
3	Corporate	1	1	1	0
60	Totale investimenti	26	19	16	15

⁽¹⁾ Include contributo Energy Management

Conto Economico riclassificato

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali del primo semestre 2016 di seguito esposti **includono le poste *no recurring***.

Nel primo semestre 2017 non sono state rilevate poste *no recurring*.

Si rimanda al capitolo "*Indicatori alternativi di performance*" per l'analisi dei risultati al netto di tali poste che meglio rappresentano l'andamento gestionale del gruppo.

Anno 2016	Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	1° semestre		2° trimestre	
		2017	2016	2017	2016
1.025,5	Ricavi della gestione caratteristica	538,3	530,2	235,7	234,8
16,3	Altri ricavi e proventi	4,7	8,1	1,9	5,0
1.041,8	RICAVI TOTALI	543,0	538,3	237,6	239,8
(330,2)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(171,9)	(131,0)	(72,2)	(57,8)
(196,0)	Costi per servizi e altri costi operativi	(81,1)	(104,1)	(41,8)	(55,2)
(62,3)	Costi del lavoro	(31,8)	(32,0)	(16,6)	(17,4)
453,3	MARGINE OPERATIVO LORDO	258,2	271,2	106,9	109,4
(253,7)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(125,6)	(128,7)	(64,1)	(64,6)
199,6	Risultato operativo netto	132,6	142,5	42,8	44,8
(83,9)	Proventi (oneri) finanziari netti	(34,0)	(46,0)	(17,5)	(25,3)
37,7	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	11,9	8,2	1,3	13,8
153,5	Risultato prima delle imposte	110,5	104,8	26,5	33,2
(28,7)	Imposte sul reddito	(26,1)	(29,2)	(7,1)	(8,6)
124,9	Risultato d'esercizio	84,4	75,5	19,4	24,6
(2,4)	Risultato di azionisti terzi	0,0	(3,0)	0,0	0,0
122,5	Risultato netto di Gruppo	84,4	72,5	19,4	24,7

Stato Patrimoniale riclassificato

30/06/2016	Stato Patrimoniale riclassificato	30/06/2017	31/12/2016
	(milioni di Euro)		
3.454,1	Capitale immobilizzato	3.320,3	3.372,2
313,1	Capitale circolante operativo netto	210,1	160,2
(6,4)	Trattamento di fine rapporto	(6,5)	(6,7)
369,9	Altre attività	329,3	310,1
(697,6)	Altre passività	(586,6)	(549,5)
3.433,2	Capitale investito netto	3.266,7	3.286,3
1.540,7	Patrimonio netto di Gruppo	1.752,6	1.729,1
52,4	Patrimonio netto di terzi	0,0	0,0
1.840,1	Indebitamento finanziario netto	1.514,1	1.557,2
3.433,2	Mezzi propri e debiti finanziari	3.266,7	3.286,3

Cash Flow

Anno 2016		1° semestre		2° trimestre	
		2017	2016	2017	2016
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:				
	(milioni di Euro)				
381,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	222,9	231,6	88,0	86,1
(14,2)	Pagamento di imposte sul reddito	(15,2)	(8,7)	(15,2)	(8,7)
69,5	Variazione circolante operativo netto	(46,8)	(109,8)	(6,3)	(18,9)
(34,3)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(5,7)	(29,0)	(8,6)	(9,1)
402,3	TOTALE	155,2	84,2	57,9	49,4
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:				
(55,9)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(24,2)	(15,6)	(13,4)	(7,4)
(0,1)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	15,4	4,4	15,7	3,6
(56,1)	Totale	(8,7)	(11,2)	2,3	(3,8)
	FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:				
(142,8)	Dividendi distribuiti	(74,4)	(142,8)	(74,4)	(142,8)
(6,2)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	10,6	(16,0)	4,0	(1,5)
(149,0)	Totale	(63,8)	(158,8)	(70,4)	(144,3)
(306,5)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(39,5)	(306,5)	(39,5)	(0,1)
(109,3)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	43,1	(392,3)	(49,8)	(98,8)
1.447,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.557,2	1.447,9	1.464,3	1.741,4
109,3	VARIAZIONE DEL PERIODO	(43,1)	392,3	49,8	98,8
1.557,2	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.514,1	1.840,1	1.514,1	1.840,1

⁽¹⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo.

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nel primo semestre 2017 si riferisce al consolidamento integrale delle società tedesche acquisite dal Gruppo DIF RE. Il dato relativo al primo semestre 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management.

⁽³⁾ le altre variazioni del patrimonio netto si riferiscono principalmente ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati

Indicatori alternativi di performance

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle poste *no recurring* (non caratteristiche) e **utili (perdite) su magazzino**⁵.

A partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2017 tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", sono indicati con la definizione "*recurring*".

I risultati *recurring* sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il management ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero ed energetico.

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 descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati *recurring*.

Le **poste *no recurring* (non caratteristiche)** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹⁹ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

Si precisa che la partecipazione nella *joint venture* TotalErg è consolidata con il metodo del patrimonio netto.

⁵ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg

Riconciliazione con i risultati economici *recurring*

Anno 2016	1° semestre		2°trimestre	
	2017	2016	2017	2016
MARGINE OPERATIVO LORDO				
453,3 Margine operativo lordo	258,2	271,2	106,9	109,4
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>				
<i>Fonti Programmabili</i>				
0,3 - Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	0,3	0,0	0,3
<i>Fonti Non Programmabili</i>				
0,9 - Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	0,9	0,0	0,9
0,9 - Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	0,9	0,0	0,1
455,4 Margine operativo lordo recurring	258,2	273,3	106,9	110,7

Anno 2016	1° semestre		2°trimestre	
	2017	2016	2017	2016
RISULTATO NETTO DI GRUPPO				
122,5 Risultato netto di Gruppo	84,4	72,5	19,4	24,7
(15,7) <i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>	2,9	(6,0)	7,3	(13,9)
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>				
0,8 <i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	0,0	0,9	0,0	0,1
4,1 <i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	0,0	0,3	0,0	0,2
5,9 <i>Esclusione effetto prepayment finanziamenti</i>	0,0	5,9	0,0	4,9
0,8 <i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	0,0	0,8	0,0	0,8
(11,0) <i>Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
107,3 Risultato netto di Gruppo recurring	87,3	74,3	26,7	16,9



Press release

**The Board of Directors of ERG S.p.A.
approves the Half-Yearly Financial Report as at 30 June 2017**

Consolidated recurring⁶ EBITDA: € 258 million , €273 million in the first half of 2016

Recurring⁷ Group net result: € 87 million, €74 million in the first half of 2016

Genoa, 10 August 2017 – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Half-Yearly Financial Report as at 30 June 2017. 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 financial results recurring

2nd Quarter			Performance highlights (million Euro)	1st Half		
2017	2016	Var. %		2017	2016	Var. %
107	111	-3%	EBITDA	258	273	-6%
43	46	-7%	EBIT	133	145	-8%
27	17	+59%	Group net result	87	74	+17%

	30.06.17	31.12.16	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,514	1,557	-43
Leverage⁸	46%	47%	

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

“The results for the second quarter and, more in general, for the half year are certainly satisfactory, particularly if we consider that, in addition to the anticipated setbacks caused by both the decrease in wind power incentivised capacity and the changes as regards the Sicilian regulatory situation, again during the quarter under review the conditions of water scarcity and lack of wind continued. However, these effects were almost entirely compensated by the favourable price scenario in Italy, which benefited both the Terni hydroelectric system, thanks to the flexibility of its plants, and the thermoelectric power business, in view of its significant cogeneration capacity. Added to this are the contribution from Energy Management activities, recovery of the value of green certificates (associated with both the reduction in wind power production imposed in the past by the National Grid Operator and recognition of the same for some of the hydroelectric complex facilities), the output of the new German wind farms acquired in May and the benefits deriving from the ongoing cost efficiency interventions.

The results hitherto achieved allow us to confirm our guidance for 2017, which forecasts EBITDA of Euro 430 million and a net debt of Euro 1,450 million, inclusive of investments totalling Euro 140 million, primarily directed towards the development of wind power outside of Italy, where at the end of the year 48 MW currently under construction in Northern Ireland will come on stream.”

⁶ Recurring results do not include inventory gains (losses) and non-recurring items.

⁷ Recurring Group net result does not include inventory gains (losses), non-recurring items or applicable theoretical taxes.

⁸ The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital.

Preliminary remark

Change in business perimeter

The results for the half year reflect the acquisition of six German wind farms (48 MW) purchased during the period and fully consolidated from 1 January 2017.

Second quarter 2017

Consolidated financial results

In the second quarter of 2017 **revenues** totalled Euro 236 million, compared to Euro 235 million for the second quarter of 2016.

Recurring EBITDA came to Euro 107 million, compared to Euro 111 million posted in the second quarter of 2016.

- **Non Programmable Sources (wind power):** EBITDA, at Euro 66 million, showed a slight decrease compared to the corresponding period a year earlier (Euro 70 million), mainly following the lower output in Italy, where particularly poor wind conditions were recorded. These effects were partially offset by the more favourable price trend in Italy, together with further cost efficiency interventions. We also mention that around 90% of Italian wind output during the second quarter of 2017 benefited from the incentive tariff (former Green Certificate), for a unitary amount corresponding to approximately 107 Euro/MWh, with an upturn compared to the same period in 2016 (about 100 Euro/MWh)
- **Programmable Sources (thermoelectric and hydroelectric power):** EBITDA came to Euro 44 million, in line with the Euro 44 million posted during the second quarter of 2016. The contribution provided by the hydroelectric system, at Euro 19 million, was substantially in keeping with the Euro 20 million posted in 2016, thanks above all to the plants' flexibility in taking advantage of the particularly favourable peak prices during the half year in the North-Central area despite a situation of reduced water availability with respect to the corresponding period a year earlier. The result posted by the thermoelectric power division, at Euro 25 million, showed a slight improvement compared to Euro 24 million for the second quarter of 2016, which still benefited from the "reintegration payment", amounting to around Euro 13 million, recognised in favour of the CCGT facility under the Essential Units regulations for the safety of the electricity system, in force until 27 May 2016. This falloff in earnings was more than compensated by the Energy Efficiency Certificate revenues payable to the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility and by the improved trend in energy sales prices.

Consolidated recurring EBIT came to Euro 43 million, compared to Euro 46 million in the second quarter of 2016, after amortisation and depreciation totalling Euro 64 million (Euro 65 million in the second quarter of 2016).

Group net result recurring was Euro 27 million (Euro 17 million in the second quarter of 2016) due to the decline in depreciation, lower net financial charges and increased revenues from the TotalErg investment (consolidated using the equity method).

First half of 2017

Consolidated financial results

In the first half of 2017, **revenues from ordinary operations** totalled Euro 538 million, with a slight increase over Euro 530 million posted in the first half of 2016, despite the significant falloff in RES-E production compared to the corresponding period in 2016, due to the extremely unfavourable weather conditions (windiness and water availability). These effects were more than compensated, above all, by the average increase in both energy prices and incentives and Energy Efficiency Certificates.

This item also reflected the increased sales recorded within the scope of price fluctuation hedging activities

carried out by Energy Management and the lower revenues connected with the exit of the wind farms from the incentive mechanism, partly offset by the incentive recovery mechanism relating to the loss of production for shutdowns requested by Terna in previous years. The first six months of 2016 included the “reintegration payment” of around Euro 31 million recognised in respect of the restrictions imposed on the CCGT plant’s modulation under the Essential Units regulations for the safety of the electricity system.

Recurring EBITDA came to Euro 258 million, with a downturn compared to Euro 273 million posted in the first six months of 2016. This variation reflects the following:

- **Non Programmable Sources:** EBITDA, at Euro 170 million, showed a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 187 million), due above all to the reduced windiness and lower output in Italy and France, where particularly poor wind conditions were recorded. These effects were only partially offset by a more favourable trend in prices, together with further cost efficiency interventions.

We also report that about 91% of Italian wind output during the first half of 2017 benefited from the incentive tariff (former Green Certificate), for a unitary amount corresponding to around 107 Euro/MWh, which was higher compared to the corresponding period in 2016 (approximately 100 Euro/MWh).

- **Programmable Sources:** EBITDA, at Euro 94 million, was essentially in line with the previous year (Euro 93 million). The contribution provided by the hydroelectric power complex amounted to Euro 54 million, with a sharp increase over Euro 41 million posted in 2016, thanks above all to the plants’ flexibility in taking advantage of the particularly favourable peak prices during the half year in the North-Central area given a situation of reduced water availability with respect to the corresponding period a year earlier.

We also report that between the end of 2016 and the first six months of 2017, following a GSE inspection procedure, the revocation of the RES-E (*IAFR*) qualification as regards the Cotilia (48 MW) and Sigillo (5 MW) plants was cancelled, and the said plants are therefore entitled to recognition of incentives (as well as recuperation of back payments).

The result posted by the thermoelectric power division, at Euro 40 million, showed a downturn compared to Euro 52 million for the first six months of 2016, which still benefited from the “reintegration payment”, amounting to around Euro 31 million, recognised in favour of the CCGT facility under the Essential Units regulations for the safety of the electricity system, in force until 27 May 2016. This reduction in revenues was largely offset by the contribution from the Energy Efficiency Certificate revenues earned by the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility, and by the improved trend in energy sales prices.

Recurring EBIT came to Euro 133 million (Euro 145 million in the first six months of 2016) after amortisation and depreciation totalling Euro 126 million (Euro 129 million in the first six months of 2016).

Recurring Group net result amounted to Euro 87 million, with a growth compared to Euro 74 million for the first six months of 2016, following the already described decline in operating results, which were more than offset by the lower depreciation, lower net financial charges and increased revenues from the TotalErg investment (consolidated using the equity method).

The 2016 result also included the negative amount of approximately Euro 3 million by way of minority interests.

The **Group net result**⁹ came to Euro 84 million (Euro 73 million in the first six months of 2016).

In the first half of 2017, **Group investments** totalled Euro 26 million (Euro 19 million in the first six months of 2016), of which 76% in the sector of Non Programmable sources (68% in the first six months of 2016), mainly connected with construction of the Brockaghboy wind farm in Northern Ireland, 20% in the sector of Programmable sources (27% in the first six months of 2016) and 4% in the Corporate sector (5% in the first six months of 2016).

Net financial debt, at Euro 1,514 million, was down by Euro 43 million with respect to 31 December 2016, due above all to the positive net operating cash flow and the dividend received from TotalErg, which offset the impact arising from the acquisition of the German wind farms from the DIF Group, the distribution of dividends, the payment of taxes, as well as investments during the period.

⁹ Includes inventory gains (losses) totalling Euro -3 million (Euro +6 Million in the first six months of 2016). Values are shown net of tax effects. For more detailed information, reference is made to the chapter “Alternative Performance Indicators”.

Investments

2nd Quarter		Million Euro	1st Half	
2017	2016		2017	2016
12	11	Non Programmable sources	20	13
12	11	Wind power	20	13
3	4	Programmable sources	5	5
2	3	Thermoelectric power	4	4
1	1	Hydroelectric power	1	1
1	0	Corporate	1	1
16	15	TOTAL INVESTMENTS	26	19

We first of all mention that the information concerning investments for the first six months of 2017 does not include **the acquisition of six wind farms in Germany**, purchased from the DIF Group, with a total installed capacity of 48.4 MW. The acquisition's enterprise value amounted to around 40 million Euro.

It should be noted that the information concerning investments, for the first half of 2016, does not include **two major acquisitions** carried out during the period with regard to Non Programmable Sources:

- the acquisition at the beginning of 2016 from a fund managed by Impax Management Group of **eleven wind farms in France and six in Germany**, with a total installed capacity of 206 MW, as well as two companies which provide operational and commercial technical assistance to both "captive" and third-party wind power operators in France, Germany and Poland. The transaction's enterprise value amounted to Euro 290 million, corresponding to a multiple of approximately Euro 1.4 million per MW.
- the acquisition from TCI Renewables of Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), an English company holding authorisations to build a wind farm in Northern Ireland, with a scheduled capacity of over 47.5 MW and electricity output, when fully operational, estimated at more than 150 GWh per year. The transaction involved an initial investment of approximately Euro 13 million, added to which were the investments made after acquisition of the project, as commented below. The overall investment for implementation of the wind farm is estimated at around Euro 80 million, which already includes the initial consideration paid to purchase the company.

In the first six months of 2017, the ERG Group carried out investments in tangible and intangible fixed assets totalling Euro 26 million (Euro 19 million during the corresponding period of 2016) of which Euro 25 million concerned property, plant and equipment (Euro 17 million in the first six months of 2016) and Euro 1 million concerned intangible fixed assets (Euro 2 million in the first six months of 2016).

Non Programmable Sources

Investments for the first six months of 2017 mainly refer to the sums paid out by ERG Power Generation as a result of works for the implementation of the above mentioned wind farm in Northern Ireland, amounting to around Euro 18 million. More specifically, the Brockaghboy wind farm will comprise nineteen Nordex N90 2.5 MW wind turbines, for a total capacity of 47.5 MW, and construction is scheduled for completion, according to the timing for connection to the distribution network, by the third quarter of 2017, following which the 'commissioning' phase will be completed during the fourth quarter.

Programmable Sources

Investments during the first six months of 2017 concerned above all ERG Power's CCGT plant, which continued with its initiatives aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability, including activities to unify the control centre and the information systems. Moreover, the scheduled interventions continued 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 and hydroelectric power plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

During the **second quarter of 2017**, total electricity sales came to 2.5 TWh (2.7 TWh in the same period of 2016), against a total of around 1.6 TWh produced by the Group's facilities (1.7 TWh in the same period of 2016), of which approximately 0.3 TWh abroad and 1.3 TWh in Italy. The latter figure corresponds to about 1.7% of overall domestic demand (2.1% in the second quarter of 2016).

During the **first six months of 2017**, total electricity sales came to 6.1 TWh (6.0 TWh in the same period of 2016), against a total of around 3,6 TWh produced by the Group's facilities (4.1 TWh in the same period of 2016), of which approximately 0.7 TWh abroad and 2.9 TWh in Italy. The latter figure corresponds to approximately 1.9% of overall domestic electricity demand (2.2% in the first six months of 2016).

2 nd quarter		Electricity output (GWh)	1 st half year	
2017	2016		2017	2016
725	822	Wind power output	1,809	2,048
421	569	of which Italy	1,078	1,343
304	253	of which overseas	730	705
574	597	Thermoelectric power output	1,175	1,293
266	367	Hydroelectric power output	652	751
1,566	1,786	Total output	3,635	4,092

With regard to output, in the second quarter of del 2017:

- **electricity output from Non Programmable Sources** amounted to 725 GWh, showing a decrease compared to the second quarter of 2016 (822 GWh), with output down by around 26% in Italy (from 569 GWh to 421 GWh) and up by 20% outside of Italy (from 253 GWh to 304 GWh). The downturn in Italian production (-148 GWh) reflects the poor wind conditions compared to the typical seasonal values, significantly inferior to those recorded in the second quarter of 2016, particularly as regards Campania, Puglia and Sicily. Outside of Italy, the overall increase of 51 GWh is mainly ascribable to the higher output of the German wind farms.
- **net electricity output from Programmable Sources** (thermoelectric and hydroelectric power) totalled 841 GWh, with a downturn compared to the second quarter of 2016 (964 GWh), as a result of both the reduced net electricity output by ERG Power (down from 597 GWh to 574 GWh) and the lower contribution from ERG Hydro's hydroelectric assets (266 GWh in the second quarter of 2017 compared to 367 GWh in the corresponding period of 2016).

In the first six months of 2017:

- **Electricity output from Non Programmable Sources** amounted to 1,809 GWh, showing a decrease compared to the first six months of 2016 (2,048 GWh), with production down by around 20% in Italy (from 1,343 GWh to 1,078 GWh) and up by 4% outside of Italy (from 705 GWh to 730 GWh). The decrease in Italian output (-265 GWh) reflects the poor wind conditions compared to the typical seasonal values, significantly inferior to the particularly high values recorded in the first six months of 2016. Outside of Italy, the increase of 25 GWh is ascribable to the contribution from the German plants (DIF) acquired during the period together with the good productions as regards Poland and Romania, partly offset by the poor output in France.

- **Net electricity output from Programmable Sources** (thermoelectric and hydroelectric power) amounted to 1,826 GWh, with a downturn compared to the first six months of 2016 (2,044 GWh), following both the reduction in net electricity output by ERG Power (down from 1,293 GWh to 1,175 GWh), and the lower contribution from ERG Hydro's hydroelectric assets (652 GWh in the first six months of 2017 compared to 751 GWh in the corresponding period of 2016).

Main events during the half year

On **8 March 2017**, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., ERG acquired from DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH and DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH a 100% equity interest in six German companies, owners of six wind farms in Germany.

The wind farms, with an installed capacity of 48.4 MW, have an expected average annual output of around 84 GWh, corresponding to about 66,000 t of avoided CO₂ emissions; the farms came on stream during 2007 and have an average incentive expiry date of 2027.

The price paid in terms of equity value amounts to Euro 14.4 million, corresponding to an enterprise value of approximately Euro 40 million, with average annual EBITDA forecast at around Euro 5 million.

The transaction closing took place on **2 May 2017**.

This transaction, in keeping with its overseas growth and diversification strategy, allows ERG to consolidate its position in the German onshore wind power market, with an installed power of 216 MW.

On **20 April 2017**, after completion of the shareholders' meeting proceedings, Luigi Ferraris, Independent Director and member of the Strategic Committee, tendered his resignation, with immediate effect, as member of the ERG S.p.A. Board of Directors, in order to pursue new professional opportunities. At the time of his resignation Luigi Ferraris did not hold any shares of the Company.

Upon a proposal from the Nominations and Remuneration Committee and pursuant to Article 2386 of the Italian Civil code and Article 15 of the Company's Articles of Association, the ERG S.p.A. Board of Directors meeting held on 11 May 2017 therefore appointed as new Director of the Company Alessandro Careri (formerly a member of the ERG S.p.A. Board of Directors from June 2011 to April 2015 and member of the Strategic Committee, currently Chairman of the TotalErg S.p.A. Board of Directors) who will remain in office until the next ERG S.p.A. Shareholders' Meeting.

Furthermore, in accordance with the provision set forth by Article 148, paragraph 3 of the Consolidated Finance Act, the Board of Directors has expressed its positive evaluation regarding the independence of Director Alessandro Careri.

Lastly, the Board of Directors has decided not to reconstitute the existing composition of the Strategic Committee.

On **30 June 2017**, ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. and ERG Eolica Basilicata S.r.l. (all wholly owned by ERG Power Generation S.p.A.) signed a facilities agreement on a multi-borrower non-recourse portfolio basis.

The three companies concerned with the transaction own three wind farms located in the Calabria and Basilicata regions, which came on stream between 2011 and 2013 and have an overall installed capacity of 154 MW.

Via this transaction, in view of the excellent operational and financial performance of the above mentioned wind farms, it was possible to refinance the existing project finance loan agreements executed between 2012 and 2014 at significantly improved economic terms and conditions, with an over 50% reduction in the cost of borrowing compared to the terms originally applicable.

The facilities agreement, for an amount of Euro 145 million and a tenor of 10.5 years, was signed by Credit Agricole CIB Milan Branch as Coordinating & Structuring Bank and Mandated Lead Arranger, BNP Paribas (CIB Italy) and ING Bank N.V. - Milan Branch as Mandated Lead Arrangers and UBI Banca S.p.A. as Mandated Lead Arranger and facilities agent. Credit Agricole Carispezia acted as Account Bank.

On **22 June 2017**, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., ERG acquired from Abo Wind UK LTD the entire share capital of the company Evishagaran Wind Farm Ltd, a company incorporated in the United Kingdom, which holds authorisations to build a wind farm (35MW) in Northern Ireland, scheduled to come on stream by 2020.

Main events occurred after the end of the period

On **19 July**, the procedure was completed for the issue and placement with institutional investors of a Euro 100 million non-convertible bonded loan, each bond having a nominal value of Euro 100 thousand, as approved by the Company's Board of Directors on **12 July 2017**.

The purpose of issuing the unsecured loan is to raise additional funds for new investments in the renewable energy sector and to finance investments being carried out with regard to the Company's hydroelectric plants in Italy.

The notes will be unrated, will not be subject to the observance of financial covenants and will be repaid in full in January 2023.

The notes were issued at a price corresponding to 100% of their nominal value and will bear interest at a fixed rate of 2.175%. Interest will be paid annually in arrears.

The issue will allow the possibility to extend the duration of indebtedness, reduce the average cost of borrowing and diversify the Group's funding sources.

The bonds, which are intended exclusively for institutional investors in Italy and abroad, will not be offered or sold in the United States, Canada, Australia, Japan or in any other country where the offer or sale of bonds is forbidden under applicable laws.

On **4 July** the ERG Group announced the appointment of Sergio Chiericoni as new head of ERG Group business development in the role of Chief Business Development Officer.

An engineer with twenty years of experience in top management positions at international companies in the Energy sector, Sergio Chiericoni has led major development, design and construction projects in different countries all over the world, focusing over the last ten years on the Renewables sector.

This significant addition confirms ERG's strategy to impart further momentum to business development activities. The position, which reports directly to the Chief Executive Officer, has been filled by a manager with a long and proven experience in the implementation of strategic projects in the energy sector, on an international scale.

Business Outlook

Set out below is the foreseeable trend in the main scenario and performance indicators during 2017:

Non Programmable Sources

ERG continues to pursue its international growth strategy in the wind power sector, which has led it to achieve 674 MW of installed power capacity abroad, corresponding to 38% of the overall 1,768 MW installed, allowing the Group to position itself as eighth onshore operator at European level. The year 2017 will benefit by the contribution of the new overseas wind farms, with the coming on stream during the latter part of the year of the approximately 48 MW facility constructed in Northern Ireland (UK) and the new wind farms acquired in Germany (48.4 MW), whereby ERG will consolidate its position to around 216 MW, becoming the country's eighth largest wind power operator.

As regards Italy, a downturn in EBITDA is anticipated, primarily as a result of the low wind conditions and, secondly, due to around 214 MW gradually leaving the incentive system during the year. These effects will to some extent be offset by the higher incentive levels, the value of which is calculated based on the average price of electricity recorded in 2016, by a partial recovery of the price scenario in view of the trend documented during the early months of 2017 and by recognition of the value of restrictions on output imposed by the national grid operator in prior years in reference to the MW leaving the incentive system.

Generally speaking, the overall gross operating result for the wind power business is therefore expected to show a slight downward trend.

Programmable Sources

During 2017, ERG will continue interventions to consolidate the Terni hydroelectric complex and improve the operational efficiency of ERG Power's CCGT plant.

As regards the hydroelectric complex, despite the low water availability during the current year, a slight growth in results is anticipated due to the improvement in sales prices, the higher incentive levels benefiting approximately 40% of output (the latter is expected to show a downturn compared to the previous year), the increase in incentive entitlement following recognition of the RES-E (*IAFR*) qualification for the Cotilia and Sigillo plants and in view of the ongoing operations aimed at improving efficiency.

For the Thermoelectric power facility a slight downturn in results is anticipated following the discontinuation of Essential Units regulations and the related contribution covering fixed costs, associated with the fully operational status of the Sorgente-Rizziconi power line starting from 28 May 2016, which tends to curb profitability, a phenomenon largely mitigated by participation in the dispatching services market, maximisation of high yield cogeneration, recovery of operational efficiency and the Energy Management business.

Overall 2017 EBITDA is forecast at around Euro 430 million.

ERG's cash generation will enable a reduction in debt of around Euro 100 million, taking it to 1,450 million (Euro 1,557 million in 2016), despite new investments scheduled for around Euro 140 million, the distribution of an ordinary dividend of €0.5 per share and the payment of financial charges.

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

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

Pursuant to Article 154-bis, paragraph 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 six months of 2017 will be illustrated to analysts and investors at 11.00 a.m. (CEST) today, 10 August 2017, during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website (www.erg.eu); the presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued at 7.45 a.m. (CEST) on 10 August 2017, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com). The Half-yearly Financial Report at 30 June 2017, including the Report of the Independent Auditors, is available to the public at the Company's registered office at via De Marini 1, Genoa, on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com).

Contacts:

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

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 2016	(EUR million)	1st Half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
Main Income Statement data					
1,025	Revenues from ordinary operations	538	530	236	235
455	EBITDA recurring	258	273	107	111
202	EBIT recurring	133	145	43	46
125	Net income	84	76	19	25
122	of which Group net income	84	73	19	25
107	Group net profit (loss) recurring ⁽¹⁾	87	74	27	17
Main Financial data					
3,286	Net invested capital	3,267	3,433	3,267	3,433
1,729	Shareholders' Equity	1,753	1,593	1,753	1,593
1,557	Total net financial indebtedness	1,514	1,840	1,514	1,840
1,276	of which non-recourse Project Financing ⁽²⁾	1,206	1,285	1,206	1,285
47%	Financial leverage	46%	54%	46%	54%
44%	EBITDA Margin %	48%	52%	45%	47%
Operating data					
1,720	Installed capacity at period end - wind farms	MW	1,768	1,720	1,768
3,501	Electric power generation from wind farms	millions of KWh	1,809	2,048	746
480	Installed capacity - thermoelectric plants	MW	480	480	480
2,693	Electric power generation from thermoelectric plants	millions of KWh	1,175	1,293	574
527	Installed capacity at period end - Hydroelectric plants	MW	527	527	527
1,358	Electric power generation from hydroelectric plants	millions of KWh	652	751	266
12,303	Total sales of electric power	millions of KWh	6,065	5,960	2,527
60	Investments ⁽³⁾	EUR million	26	19	16
715	Employees at period end	Units	717	722	717
Market indicators					
42.8	Reference price of electricity - Italy (baseload) ⁽⁴⁾	EUR/MWh	51.2	37.1	44.9
100.1	Feed In premium (former Green Certificates) - Italy	EUR/MWh	107.3	100.1	107.3
47.6	Sicily zone price (baseload)	EUR/MWh	56.8	41.9	57.0
47.6	North - Center zone price (peak)	EUR/MWh	58.7	40.0	49.1
139.0	Average selling price per unit of ERG Wind energy in Italy	EUR/MWh	152.7	135.6	160.6
92.6	Feed In Tariff (Germany) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	91.0	91.7	91.6
88.7	Feed In Tariff (France) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	89.0	88.6	89.0
84.0	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	96.7	96.7	96.7
33.4	Price of electricity - Poland	EUR/MWh	35.7	33.1	35.4
10.8	Price of Green Certificates - Poland	EUR/MWh	7.3	16.6	6.6
27.3	Price of electricity - Romania ⁽⁶⁾	EUR/MWh	28.7	27.6	28.6
29.5	Price of Green Certificates - Romania ⁽⁷⁾	EUR/MWh	29.2	29.5	29.0

To enhance understandability of business performance, recurring revenues and operating results are shown, therefore excluding non-recurring items.

⁽¹⁾ does not include inventory gains (losses) of TotalErg, non-recurring items and related applicable theoretical taxes

⁽²⁾ including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the related derivatives to hedge interest rates

⁽³⁾ in tangible and intangible fixed assets. Do not include the M&A investments amounting to EUR 39.5 million made in 2017 for the acquisition of the companies of the DIF Group in Germany and the M&A investments amounting to EUR 306.5 million made in 2016.

⁽⁴⁾ Single National Price

⁽⁵⁾ the values of the Feed-In Tariff abroad refer to the prices obtained by the wind farms

⁽⁶⁾ the Electricity price Romania refers to the price fixed by the company via bilateral agreements

Performance Highlights by segment

FY 2016	(EUR million)	1st Half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
	Revenues from ordinary operations:				
423	Non Programmable Sources	232	244	95	100
423	Wind power	232	244	95	100
601	Programmable Sources	306	288	141	136
479	Thermoelectric power ⁽¹⁾	230	228	111	106
122	Hydroelectric power	76	61	29	31
32	Corporate	20	16	10	8
(31)	<i>Intra-segment revenues</i>	(20)	(18)	(10)	(9)
1,025	Total revenues	538	530	236	235
	EBITDA:				
308	Non Programmable Sources	170	187	66	70
308	Wind power	170	187	66	70
161	Programmable Sources	94	93	44	44
77	Thermoelectric power ⁽¹⁾	40	52	25	24
84	Hydroelectric power	54	41	19	20
(13)	Corporate	(6)	(6)	(4)	(4)
455	EBITDA recurring	258	273	107	111
	Amortisation, depreciation and write-downs				
(163)	Non Programmable Sources	(79)	(83)	(41)	(42)
(163)	Wind power	(79)	(83)	(41)	(42)
(88)	Programmable Sources	(45)	(44)	(23)	(22)
(30)	Thermoelectric power	(16)	(15)	(8)	(7)
(58)	Hydroelectric power	(29)	(29)	(15)	(15)
(3)	Corporate	(1)	(1)	(1)	(1)
(254)	Amortisation and depreciation recurring	(126)	(129)	(64)	(65)
	EBIT:				
145	Non Programmable Sources	91	104	25	28
145	Wind power	91	104	25	28
73	Programmable Sources	49	48	22	22
47	Thermoelectric power ⁽¹⁾	24	37	17	17
26	Hydroelectric power	25	12	4	5
(16)	Corporate	(7)	(7)	(4)	(4)
202	EBIT recurring	133	145	43	46
	Investments on tangible and intangible fixed assets:				
44	Non Programmable Sources	20	13	12	11
44	Wind power	20	13	12	11
13	Programmable Sources	5	5	3	4
10	Thermoelectric power	4	4	2	3
4	Hydroelectric power	1	1	1	1
3	Corporate	1	1	1	0
60	Total investments	26	19	16	15

Reclassified Income Statement

The income statement and statement of financial position results for the first half of 2016, shown below, **include non-recurring items**.

In the first half of 2017, there were no non-recurring items.

Please see the section "*Alternative performance indicators*" for the analysis of the results net of these items which more fully represent the operating performance of the group.

FY 2016	Reclassified Income Statement	1st half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
	(EUR million)				
1,025.5	Revenues from ordinary operations	538.3	530.2	235.7	234.8
16.3	Other revenues and income	4.7	8.1	1.9	5.0
1,041.8	TOTAL REVENUES	543.0	538.3	237.6	239.8
(330.2)	Costs for purchase and changes in inventory	(171.9)	(131.0)	(72.2)	(57.8)
(196.0)	Costs for services and other operating costs	(81.1)	(104.1)	(41.8)	(55.2)
(62.3)	Cost of labor	(31.8)	(32.0)	(16.6)	(17.4)
453.3	EBITDA	258.2	271.2	106.9	109.4
(253.7)	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(125.6)	(128.7)	(64.1)	(64.6)
199.6	EBIT	132.6	142.5	42.8	44.8
(83.9)	Net financial income (expenses)	(34.0)	(46.0)	(17.5)	(25.3)
37.7	Net income (loss) from equity investments	11.9	8.2	1.3	13.8
153.5	Profit before taxes	110.5	104.8	26.5	33.2
(28.7)	Income taxes	(26.1)	(29.2)	(7.1)	(8.6)
124.9	Profit for the period	84.4	75.5	19.4	24.6
(2.4)	Minority interests	0.0	(3.0)	0.0	0.0
122.5	Group's net profit (loss)	84.4	72.5	19.4	24.7

Reclassified Statement of Financial Position

06/30/2016	Reclassified Statement of Financial Position	06/30/2017	12/31/2016
	(EUR million)		
3,454.1	Fixed assets	3,320.3	3,372.2
313.1	Net working capital	210.1	160.2
(6.4)	Employees' severance indemnities	(6.5)	(6.7)
369.9	Other assets	329.3	310.1
(697.6)	Other liabilities	(586.6)	(549.5)
3,433.2	Net invested capital	3,266.7	3,286.3
1,540.7	Group Shareholders' Equity	1,752.6	1,729.1
52.4	Minority interests	0.0	0.0
1,840.1	Net financial indebtedness	1,514.1	1,557.2
3,433.2	Shareholders' equity and financial debt	3,266.7	3,286.3

Cash Flow

FY 2016		1st half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
	CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:				
	<i>(EUR million)</i>				
381.3	Adjusted cash flow from current operations ⁽¹⁾	222.9	231.6	88.0	86.1
(14.2)	Income tax paid	(15.2)	(8.7)	(15.2)	(8.7)
69.5	Change in working capital	(46.8)	(109.8)	(6.3)	(18.9)
(34.3)	Change in other operating assets and liabilities	(5.7)	(29.0)	(8.6)	(9.1)
402.3	TOTAL	155.2	84.2	57.9	49.4
	CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:				
(55.9)	Net investments on tangible and intangible fixed assets	(24.2)	(15.6)	(13.4)	(7.4)
(0.1)	Net investments in financial fixed assets	15.4	4.4	15.7	3.6
(56.1)	Total	(8.7)	(11.2)	2.3	(3.8)
	CASH FLOW FROM SHAREHOLDERS' EQUITY:				
(142.8)	Distributed dividends	(74.4)	(142.8)	(74.4)	(142.8)
(6.2)	Other changes in equity ⁽³⁾	10.6	(16.0)	4.0	(1.5)
(149.0)	Total	(63.8)	(158.8)	(70.4)	(144.3)
(306.5)	CHANGES IN SCOPE OF CONSOLIDATION⁽²⁾	(39.5)	(306.5)	(39.5)	(0.1)
(109.3)	CHANGE IN NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	43.1	(392.3)	(49.8)	(98.8)
1,447.9	INITIAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,557.2	1,447.9	1,464.3	1,741.4
109.3	CHANGE IN THE PERIOD	(43.1)	392.3	49.8	98.8
1,557.2	FINAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,514.1	1,840.1	1,514.1	1,840.1

⁽¹⁾ the item does not include inventory gains (losses) and current income tax for the period.

⁽²⁾ the change in the scope of consolidation in the first half of 2017 refers to the line-by-line consolidation of the German companies acquired from the DIF RE Group. The figures relating to the first half of 2016 refer principally to the line-by-line consolidation of the companies acquired from Impax Asset Management.

⁽³⁾ the other changes in shareholders' equity mainly refer to the changes in the cash flow hedge reserve linked to the financial derivatives.

Alternative performance indicators

To enhance understandability of business performance, the operating results are also shown excluding non-recurring items and **inventory gains (losses)**¹⁰.

As from the Interim Report on Operations at 31 March 2017, these results, previously defined as “at replacement costs”, are indicated with the definition “recurring”.

Recurring results are indicators that are not defined in International Financial Reporting Standards (IAS/IFRS). Management deems that these indicators are important parameters for measuring the ERG Group’s operating performance, and are generally used by operators in the petroleum and energy industry in their financial reporting.

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.

The components used to determine the calculation of recurring results are described below.

Non-recurring items include significant income entries of an unusual nature.

Inventory gains (losses)¹⁹ are equal to the difference between the replacement cost of sold products in the period and the cost resulting from application of the weighted average cost. They represent the higher (lower) value, in the event of price increases (decreases), applied to the quantities corresponding to levels of inventories physically present at the beginning of the period and still present at the end of the period.

The equity investment in the TotalErg joint venture is consolidated using the equity method of accounting.

¹⁰ Inventory gains and losses refer solely to the “income from equity investment” and refer to the TotalErg joint venture

Reconciliation with recurring operating results

FY 2016	EBITDA	1st Half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
453.3	EBITDA	258.2	271.2	106.9	109.4
	<i>Exclusion of non-recurring items:</i>				
	Programmable Sources				
0.3	- Charges for company reorganisation	0.0	0.3	0.0	0.3
	Non Programmable Sources				
0.9	- Charges for company reorganisation	0.0	0.9	0.0	0.9
0.9	- Ancillary charges - extraordinary operations	0.0	0.9	0.0	0.1
455.4	EBITDA at replacement cost	258.2	273.3	106.9	110.7
FY 2016	GROUP'S NET PROFIT (LOSS)	1st Half		2nd quarter	
		2017	2016	2017	2016
122.5	Group net result	84.4	72.5	19.4	24.7
(15.7)	<i>Exclusion of inventory gains / losses</i>	2.9	(6.0)	7.3	(13.9)
	<i>Exclusion of non-recurring items:</i>				
0.8	<i>Exclusion of ancillary charges - extraordinary operations</i>	0.0	0.9	0.0	0.1
4.1	<i>Exclusion of TotalErg non-recurring items</i>	0.0	0.3	0.0	0.2
5.9	<i>Exclusion of loan prepayment effects</i>	0.0	5.9	0.0	4.9
0.8	<i>Exclusion of charges for company reorganisation</i>	0.0	0.8	0.0	0.8
(11.0)	<i>Exclusion of financial gains / charges on minorities option</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
107.3	Group net profit (loss) at replacement cost	87.3	74.3	26.7	16.9