



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 pregressi). 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	2016	1° semestre		2° trimestre	
		2017	2016	2017	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