



SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-13-2017	Data/Ora Ricezione 12 Maggio 2017 07:48:17	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 89395

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : IRAG 03; IRCG 02

Data/Ora Ricezione : 12 Maggio 2017 07:48:17

Data/Ora Inizio : 12 Maggio 2017 07:48:18

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31/03/17-The BoD approves the Interim Management Report as at 31/03/17- CODICI: REGEM / 3.1

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.
approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2017**

MOL consolidato recurring¹: 151 milioni di Euro, 163 milioni nel primo trimestre 2016

Risultato netto di Gruppo recurring²: 61 milioni di Euro, 57 milioni nel primo trimestre 2016

Genova, 12 maggio 2017 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2017.

Risultati finanziari consolidati recurring

Principali dati economici (milioni di Euro)	Primo trimestre		
	2017	2016	Var. %
MOL	151	163	-7%
Risultato operativo netto	90	99	-9%
Risultato netto di Gruppo	61	57	5%

	31.03.17	31.12.16	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.464	1.557	-93
Leverage³	45%	47%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: **“I risultati del primo trimestre sono senza dubbio soddisfacenti, se si considera in particolare la scarsa ventosità in Italia ed in Francia rispetto all’elevata produzione registrata nel primo trimestre del 2016, la prevista minore capacità eolica incentivata, e con riferimento al termoelettrico il preannunciato mutato contesto regolatorio e competitivo in Sicilia. Tali effetti sono stati in parte compensati da uno scenario prezzi favorevole in Italia, di cui ha beneficiato soprattutto il nucleo idroelettrico di Terni grazie anche alla flessibilità dei propri impianti, per alcuni dei quali sono stati inoltre riconosciuti incentivi pregressi. Importante anche il recupero del valore delle perdite di produzione degli anni passati degli impianti eolici usciti dal sistema incentivante, per fermi macchina allora richiesti dal gestore della rete. Prosegue infine il nostro piano di espansione all’estero con circa 100 nuovi MW, parte acquisiti e parte costruiti, che saranno pienamente operativi entro fine anno. Alla luce di tali risultati siamo quindi confidenti di poter raggiungere la *guidance* per il 2017 che prevede, a fine anno, un MOL di 430 milioni di Euro ed un indebitamento netto di 1.450 milioni inclusivi del pagamento del dividendo di euro 0,50 per azione, e di 140 milioni di investimenti destinati soprattutto alla crescita nell’eolico all’estero”.**

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

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) che verranno approvati e conseguentemente pubblicati in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato, ovvero entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione applicati per il presente Resoconto sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2016 a cui si fa rinvio.

Primo trimestre 2017

Nel primo trimestre 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 303 milioni, in lieve aumento rispetto ai 295 milioni del primo trimestre 2016, in presenza di minori produzioni più che compensate dall'incremento medio dei prezzi dell'energia. 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 trimestre 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 18 milioni.

Risultati finanziari consolidati

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 151 milioni, inferiore rispetto ai 163 milioni registrati nel primo trimestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili: margine operativo lordo pari a 104 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (117 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 la quasi totalità della produzione eolica in Italia nel primo 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: margine operativo lordo di 50 milioni, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (48 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 35 milioni in forte incremento rispetto ai 21 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti a cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il trimestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità sostanzialmente invariata rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Si segnala inoltre che tra la fine 2016 ed il primo trimestre 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 15 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 27 milioni del primo trimestre 2016 che beneficiava ancora del "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, in vigore fino al 27 maggio 2016 per circa 18 milioni. Si segnala infine l'importante contributo alla marginalità apportato dai ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento in una misura tale da farne uno dei maggiori beneficiari di Titoli di Efficienza Energetica in Italia.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 90 milioni (99 milioni del primo trimestre 2016) dopo ammortamenti per 62 milioni (64 milioni nel primo trimestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 61 milioni, in crescita rispetto al risultato di 57 milioni del primo trimestre 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 Gruppo⁴** è stato pari a 65 milioni (48 milioni nel primo trimestre 2016). Si ricorda che il risultato 2016 risentiva rispetto al risultato netto di Gruppo *recurring* delle importanti perdite sul valore di magazzino di TotalErg per effetto dei ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi.

Nel primo trimestre 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 11 milioni (4 milioni nel primo trimestre 2016) di cui il 73% nel settore Non Programmabili (49% nel primo trimestre 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, e il 23% nel settore Programmabili (37% nel primo trimestre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.464 milioni, in decremento di 93 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il flusso di cassa operativo netto positivo in parte compensato dalla stagionale dinamica del capitale circolante e dagli investimenti del periodo.

Investimenti

Milioni di Euro	Primo trimestre	
	2017	2016
Fonti Non programmabili	8	2
Eolico	8	2
Fonti Programmabili	2	2
Termoelettrico	2	1
Idroelettrico	1	1
Corporate	0	1
Totale investimenti	11	4

Nel **primo trimestre 2017** il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 10,7 milioni (4 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 10,1 milioni relativi ad immobilizzi materiali (3,3 milioni nel primo trimestre 2016) e 0,6 milioni ad immobilizzi immateriali (0,7 milioni nel primo trimestre 2016).

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del primo trimestre 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 7 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 trimestre 2017 si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate 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.

⁴ Include utili (perdite) su magazzino per 4 milioni (- 8 milioni nel primo trimestre 2016) e poste non caratteristiche per 0 milioni (- 2 milioni nel primo trimestre 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

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 **primo trimestre 2017**, le **vendite totali di energia elettrica** sono risultate pari a 3,5 TWh (3,3 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,0 TWh (2,3 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel primo trimestre 2016).

Anno 2016	Produzione Energia Elettrica (GWh)	1° trimestre	
		2017	2016
3.501	Produzione eolica	1.062	1.226
2.220	di cui Italia	658	774
1.281	di cui Estero	405	452
2.693	Produzione termoelettrica	600	695
1.358	Produzione idroelettrica	386	384
7.552	Totale	2.048	2.306

Nel primo trimestre del 2017 **la produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 1.062 GWh, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2016 (1.226 GWh), con una produzione in calo circa del 15% in Italia (da 774 GWh a 658 GWh) e del 10% all'estero (da 452 GWh a 405 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-117 GWh) è legato a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e significativamente inferiori a quelle particolarmente elevate registrate nel primo trimestre del 2016, in particolare in Sicilia, Campania, Calabria, e Sardegna. Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione complessiva di 47 GWh è attribuibile principalmente alle minori produzioni dei parchi in Francia.

Nel corso del primo trimestre 2017 **la produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 986 GWh, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2016 (1.080 GWh), a seguito della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 695 GWh a 600 GWh), mentre il contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro è risultato sostanzialmente immutato (386 GWh nel primo trimestre 2017 rispetto ai 384 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Principali fatti avvenuti nel corso del trimestre

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.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

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.

In data **2 maggio 2017** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation, ha perfezionato l'acquisizione da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH del 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania, con una capacità totale installata di 48,4 MW.

Evoluzione prevedibile della gestione

Fonti Non Programmabili

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie alla quale dal 2016 ha raggiunto 626 MW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1.720 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 48,5 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 a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 214MW, e da una previsione di ventosità inferiore che già include la scarsa ventosità registrata nei primi mesi dell'anno. 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 si prevedono risultati in crescita grazie migliori prezzi di vendita, al maggior prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, queste ultime previste in leggero calo rispetto all'anno precedente, e alla maggiore capacità incentivata a seguito del riconoscimento IAFR per gli impianti di Cotilla e Sigillo ed alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, nonché per le azioni di continuo efficientamento.

Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati in 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 parte mitigata 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 nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il venir meno del regime di reintegro costi delle unità essenziali sul Termoelettrico; tali effetti vengono in parte compensati dallo sviluppo di nuova capacità produttiva nel Wind all'estero, dalla massimizzazione delle attività di Energy Management su tutti i mercati e dalla ricerca continua di efficienze sui costi operativi sia di business che centrali.

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 0,50 € per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

Ulteriori informazioni

Il Consiglio di Amministrazione, in relazione alle dimissioni rassegnate il 20 aprile 2017 dal Dott. Luigi Ferraris dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. e membro del Comitato Strategico, ha 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 Careri⁵ (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.

Alla data odierna il Consigliere Alessandro Careri non risulta detenere azioni della Società.

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 riferimento alle stime e alle previsioni si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, della distribuzione di carburanti e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nel Resoconto Intermedio sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato recurring.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo Luigi Merli, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

I risultati del primo trimestre saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 12.00 (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 e-Market Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 12 maggio 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 e-Market Storage (www.emarketstorage.com). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2017 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 e-Market Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Sabina Alzona Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311
Emanuela Delucchi IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu - ir@erg.eu
Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu
www.erg.eu - [@ergnow](https://twitter.com/ergnow)

⁵ Il curriculum del Consigliere Alessandro Careri è disponibile sul sito internet della Società (www.erg.eu).

Sintesi dei risultati

Anno	1° trimestre			
	2017	2016		
2016	(milioni di Euro)			
Principali dati economici				
1.025	Ricavi della gestione caratteristica	303	295	
455	Margine operativo lordo recurring	151	163	
202	Risultato operativo netto recurring	90	99	
125	Risultato netto	65	51	
122	di cui Risultato netto di Gruppo	65	48	
107	Risultato netto di Gruppo recurring ⁽¹⁾	61	57	
Principali dati finanziari				
3.286	Capitale investito netto	3.269	3.454	
1.729	Patrimonio netto	1.805	1.713	
1.557	Indebitamento finanziario netto totale	1.464	1.741	
1.276	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽²⁾	1.279	1.461	
47%	Leva finanziaria	45%	50%	
44%	Ebitda Margin %	50%	55%	
Dati operativi				
1.720	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.720	1.720
3.501	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	1.062	1.226
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480	480
2.693	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	600	695
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527	527
1.358	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	386	384
12.303	Vendite totali di energia elettrica	milioni di KWh	3.538	3.281
60	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	11	4
715	Dipendenti a fine periodo	Unità	715	715
Indicatori di mercato				
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	Euro/MWh	57,5	39,6
100,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	Euro/MWh	107,3	100,1
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	56,5	44,3
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	67,8	43,1
139,0	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	147,4	136,4
92,6	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	Euro/MWh	93,8	91,9
88,7	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	Euro/MWh	89,0	88,6
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,7	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	36,0	31,5
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	5,8	26,3
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	28,7	27,5
29,5	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,4	29,5

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 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°trimestre	
		2017	2016
2016	(milioni di Euro)		
	Ricavi della gestione caratteristica:		
423	Fonti Non Programmabili	137	145
423	Eolico	137	145
601	Fonti Programmabili	165	152
479	Termoelettrico ⁽¹⁾	119	122
122	Idroelettrico	46	30
32	Corporate	10	8
(31)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(10)	(9)
1.025	Totale ricavi della gestione caratteristica	303	295
	Margine operativo lordo:		
308	Fonti Non Programmabili	104	117
308	Eolico	104	117
161	Fonti Programmabili	50	48
77	Termoelettrico ⁽¹⁾	14	27
84	Idroelettrico	35	21
(13)	Corporate	(2)	(2)
455	Margine operativo lordo recurring	151	163
	Ammortamenti e svalutazioni:		
(163)	Fonti Non Programmabili	(38)	(41)
(163)	Eolico	(38)	(41)
(88)	Fonti Programmabili	(23)	(22)
(30)	Termoelettrico	(8)	(7)
(58)	Idroelettrico	(15)	(15)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(254)	Ammortamenti recurring	(62)	(64)
	Risultato operativo netto:		
145	Fonti Non Programmabili	65	75
145	Eolico	65	75
73	Fonti Programmabili	27	26
47	Termoelettrico ⁽¹⁾	7	20
26	Idroelettrico	21	6
(16)	Corporate	(3)	(3)
202	Risultato operativo netto recurring	90	99
	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:		
44	Fonti Non Programmabili	8	2
44	Eolico	8	2
13	Fonti Programmabili	2	2
10	Termoelettrico	2	1
4	Idroelettrico	1	1
3	Corporate	0	1
60	Totale investimenti	11	4

Conto economico riclassificato

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali del primo trimestre 2016 di seguito esposti **includono le poste non ricorrenti**.

Nel primo trimestre 2017 non sono state rilevate poste non ricorrenti.

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° trimestre	
		2017	2016
1.025,5	Ricavi della gestione caratteristica	302,6	295,4
16,3	Altri ricavi e proventi	2,8	3,2
1.041,8	RICAVI TOTALI	305,4	298,5
(330,2)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(99,6)	(73,3)
(196,0)	Costi per servizi e altri costi operativi	(39,3)	(48,9)
(62,3)	Costi del lavoro	(15,2)	(14,6)
453,3	MARGINE OPERATIVO LORDO	151,3	161,8
(253,7)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(61,5)	(64,1)
199,6	Risultato operativo netto	89,8	97,7
(83,9)	Proventi (oneri) finanziari netti	(16,5)	(20,7)
37,7	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	10,7	(5,5)
153,5	Risultato prima delle imposte	83,9	71,5
(28,7)	Imposte sul reddito	(18,9)	(20,6)
124,9	Risultato d'esercizio	65,0	50,9
(2,4)	Risultato di azionisti terzi	0,0	(3,1)
122,5	Risultato netto di Gruppo	65,0	47,8

Stato patrimoniale riclassificato

Stato Patrimoniale riclassificato	31/03/2017	31/12/2016
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	3.337,6	3.372,2
Capitale circolante operativo netto	203,8	160,2
Trattamento di fine rapporto	(6,9)	(6,7)
Altre attività	355,9	310,1
Altre passività	(621,3)	(549,5)
Capitale investito netto	3.269,0	3.286,3
Patrimonio netto di Gruppo	1.804,7	1.729,1
Patrimonio netto di terzi	0,0	0,0
Indebitamento finanziario netto	1.464,3	1.557,2
Mezzi propri e debiti finanziari	3.269,0	3.286,3

Cash flow

Anno 2016	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO: (milioni di Euro)	1trimestre	
		2017	2016
381,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	134,9	145,4
(14,2)	Pagamento di imposte sul reddito	0,0	0,0
69,5	Variazione circolante operativo netto	(40,5)	(90,9)
(34,3)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	2,9	(19,9)
402,3	TOTALE	97,3	34,7
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:		
(55,9)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(10,7)	(8,2)
(0,1)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(0,2)	0,8
(56,1)	Totale	(11,0)	(7,4)
	FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:		
(142,8)	Dividendi distribuiti	0,0	0,0
(6,2)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	6,6	(14,5)
(149,0)	Totale	6,6	(14,5)
(306,5)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	0,0	(306,3)
(109,3)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	92,9	(293,5)
1.447,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.557,2	1.447,9
109,3	VARIAZIONE DEL PERIODO	(92,9)	293,5
1.557,2	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.464,3	1.741,4

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

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nel 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 non caratteristiche e utili (perdite) su magazzino⁶.

A partire dal presente Resoconto tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", saranno 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 non caratteristiche** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹ 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.

⁶ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg



Press Release

The Board of Directors of ERG S.p.A.
approves the Interim Management Report as at 31 March 2017

Consolidated recurring EBITDA⁷: €151 million, €163 million in the first quarter of 2016

Recurring net Group result⁸: €61 million, €57 million in the first quarter of 2016

Genoa, 12 May 2017 – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Management Report as at 31 March 2017.

Consolidated recurring financial results

Performance highlights (million Euro)	First Quarter		
	2017	2016	Var. %
EBITDA	151	163	-7%
EBIT	90	99	-9%
Group net result	61	57	5%

	31.03.17	31.12.16	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,464	1,557	-93
Leverage ⁹	45%	47%	

Luca Bettonte, ERG’s Chief Executive Officer, commented: “**The first quarter results are certainly satisfactory, especially bearing in mind the poor wind conditions in Italy and France compared with the high output recorded in the first quarter of 2016, the expected decrease in wind power incentivised capacity and, insofar as concerns thermoelectric power, the announced changes regarding the regulatory and competitive situation in Sicily. These effects were partially offset by the favourable price scenario in Italy, benefiting above all the Terni hydroelectric complex, also thanks to the flexibility of its plants, for some of which past incentives were also recognised. It is also important to mention the recovery of amounts pertaining to previous years’ production losses for wind power facilities that have left the incentive system, following the machinery shutdowns requested at the time by the national grid operator. Lastly, we continue to pursue our expansion abroad plan with around 100 additional MW, partly purchased and partly constructed, which will be fully operational by the end of the year. Therefore, considering these results, we feel confident that our guidance for 2017, which forecasts, for the end of the year, EBITDA of Euro 430 million and a net debt of Euro 1,450 million, after payment of a dividend per share of Euro 0.50 and investments totalling Euro 140 million, primarily directed towards the development of wind power outside of Italy, can be achieved.**”

⁷ Recurring results **do not** include inventory gains (losses) and non-recurring items.

⁸ Recurring Group net result **does not** include inventory gains (losses), non-recurring items or applicable theoretical taxes.

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

Preliminary remark

On 23 February 2017 ERG S.p.A.'s Board of Directors passed a resolution, pursuant to Article 82-ter of the Issuers' Regulations, to continue preparing on a voluntary basis interim reports on operations (at 31 March and 30 September) whose contents will be aligned to those of previous years' interim reports, consistent with the valuation and measurement criteria laid down by the International Financial Reporting Standards (IFRS), and which will be approved and subsequently published in continuity with the disclosures hitherto made to the market, namely within 45 days of the end of the first and third quarters of the financial year.

The consolidation principles and valuation criteria applied in drawing up this Report are the same as those indicated in the 2016 Consolidated Financial Statements to which reference is made.

First quarter 2017

In the first quarter of 2017 **revenues from ordinary operations** totalled Euro 303 million, with a slight increase over the Euro 295 million posted for the first quarter of 2016, following a falloff in production which was more than compensated by the average rise in energy prices. 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 quarter of 2016 included the "reintegration payment" of around Euro 18 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.

Consolidated financial results

Recurring EBITDA came to Euro 151 million, with a downturn compared to Euro 163 million posted in the first quarter of 2016. This variation reflects the following:

- **Non Programmable Sources:** EBITDA, at Euro 104 million, showed a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 117 million), due above all to the lack of windiness and the 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 almost the entire wind power output in Italy during the first quarter of 2017 benefited from the incentive tariff (former Green Certificate), for a unitary amount corresponding to approximately 107 Euro/MWh, which was higher compared to the corresponding period in 2016 (about 100 Euro/MWh).
- **Programmable Sources:** EBITDA, at Euro 50 million, was essentially in line with the previous year (Euro 48 million). The contribution provided by the hydroelectric power complex amounted to Euro 35 million with a sharp increase over Euro 21 million posted in 2016, thanks above all to the plants' flexibility in taking advantage of the particularly favourable peak prices during the quarter in the North-Central area given a situation of water availability that was basically unchanged with respect to the corresponding period a year earlier. It should also be noted that between the end of 2016 and the first quarter of 2017, following a GSE inspection procedure, the revocation of the RES-E (*IAPR*) 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 15 million, showed a downturn compared to Euro 27 million for the first quarter of 2016, which still benefited from the "reintegration payment", amounting to around Euro 18 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, in force until 27 May 2016. Lastly we mention the significant contribution to the margin from the Energy Efficiency Certificate revenues earned by the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility, such as to make it one of the major beneficiaries of Energy Efficiency Certificates in Italy.

Recurring EBIT came to Euro 90 million (Euro 99 million in the first quarter of 2016) after amortisation and depreciation totalling Euro 62 million (Euro 64 million in the first quarter of 2016).

Recurring Group net result amounted to Euro 61 million, with a growth compared to Euro 57 million for the first quarter of 2016, following the already described decline in operating results, which were more than offset

by the decline in 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 around Euro 3 million by way of minority interests.

The **Group net result**¹⁰ came to Euro 65 million (Euro 48 million in the first quarter of 2016). We mention that the 2016 result, with respect to the recurring Group net result, reflected the major inventory losses of TotalErg due to reductions in the price of crude oil and oil products.

In the first quarter of 2017 **Group investments** totalled Euro 11 million (Euro 4 million in the first quarter of 2016), of which 73% in the sector of Non Programmable sources (49% in the first quarter of 2016), mainly connected with construction of the Brockaghboy wind farm in Northern Ireland, and 23% in the sector of Programmable sources (37% in the first quarter of 2016).

Net financial debt came to Euro 1,464 million, with a decrease of Euro 93 million with respect to 31 December 2016, reflecting above all to the positive net operating cash flow partly offset by the seasonal trends in working capital and investments during the period.

Investments

Million Euro	First quarter	
	2017	2016
Non Programmable sources	8	2
Wind power	8	2
Programmable sources	2	2
Thermoelectric power	2	1
Hydroelectric power	1	1
Corporate	0	1
TOTAL INVESTMENTS	11	4

In the **first quarter of 2017** the ERG Group carried out investments in tangible and intangible fixed assets totalling Euro 10.7 million (Euro 4 million during the corresponding period of 2016) of which Euro 10.1 million concerned property, plant and equipment (Euro 3.3 million in the first quarter of 2016) and Euro 0.6 million concerned intangible fixed assets (Euro 0.7 million in the first quarter of 2016).

Non Programmable Sources

Investments during the first quarter 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 7 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 quarter 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.

¹⁰ Includes inventory gains (losses) totalling Euro 4 million (Euro -8 Million in the first quarter of 2016) and non recurring items amounting to Euro 0 million (Euro - 2 million in the first quarter of 2016). Values are shown net of tax effects. For more detailed information, reference is made to the chapter "Alternative Performance Indicators".

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 plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

During the first quarter of 2017, total electricity sales came to 3.5 TWh (3.3 TWh in the same period of 2016), against a total of around 2.0 TWh produced by the Group's facilities (2,3 TWh in the same period of 2016), of which approximately 0.4 TWh abroad and 1.6 TWh in Italy. The latter figure corresponds to approximately 2.1% of overall domestic demand (2.0% in the first quarter of 2016).

FY 2016	Electricity Output (GWh)	1 st quarter	
		2017	2016
3,501	Wind power output	1,062	1,226
2,220	of which Italy	658	774
1,281	of which Overseas	405	452
2,693	Thermoelectric power output	600	695
1,358	Hydroelectric power output	386	384
7,552	Total	2,048	2,306

In the first quarter of 2017 **electricity output from Non Programmable sources** amounted to 1,062 GWh, showing a decrease compared to the first quarter of 2016 (1,226 GWh), with output down by around 15% in Italy (from 774 GWh to 658 GWh) and 10% outside of Italy (from 452 GWh to 405 GWh).

The downturn in Italian production (-117 GWh) reflects the poorer wind conditions compared to the typical seasonal values, significantly inferior to the particularly favourable scenario recorded in the first quarter of 2016, especially in Sicily, Campania, Calabria and Sardinia. As regards overseas production, the overall downturn of 47 GWh is mainly ascribable to the lower output of the French wind farms.

During the first quarter of 2017 **net electricity output from Programmable sources** (thermoelectric and hydroelectric power) totalled 986 GWh, with a downturn compared to the first quarter of 2016 (1,080 GWh), following the decrease in net electricity output by ERG Power (down from 695 GWh to 600 GWh), while the contribution from ERG Hydro's hydroelectric assets was basically unchanged (386 GWh in the first quarter of 2017 compared to 384 GWh in the corresponding period of 2016).

Main events during the quarter

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 output of around 84 GWh per year, 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 14 million Euro, corresponding to an enterprise value of approximately 40 million Euro, with average annual EBITDA forecast at around 5 million Euro.

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.

Main events occurred after the end of the period

On **20 April 2017**, after completion of the shareholders' meeting proceedings, Mr. 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.

On **2 May 2017**, through its subsidiary ERG Power Generation, ERG completed the closing with DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH and DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH for the acquisition of a 100% equity interest in six German companies owners of six wind farms in Germany, with an overall installed capacity of 48.4 MW.

Business outlook

Non Programmable Sources

ERG continues to pursue its international growth strategy in the wind power sector, which by 2016 led it to achieve 626 MW of installed power capacity abroad, corresponding to 37% of the overall 1,720 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 (48.5 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 as a result of around 214 MW gradually leaving the incentive system during the year and the forecast decline in windiness, which already includes the lack of wind recorded during the first few months of 2017. 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, a growth is anticipated owing to the improvement in sales prices, the higher incentive levels benefiting approximately 40% of output (the latter is expected to show a slight downturn compared to the previous year), the increase in incentive entitlement as a result of the RES-E (IAFR) qualification recognition for the Cotilia and Sigillo plants and participation in the dispatching services market, and in view of the ongoing operations aimed at improving efficiency.

For the Thermoelectric power facility a 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 from 28 May 2016, which tends to curb profitability, a phenomenon to some extent 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, despite the decreasing incentive perimeter in the Italian wind power sector and discontinuation of the essential units cost reintegration system as regards thermoelectric power; these effects are partly offset by the development of new overseas wind power production capacity, maximisation of Energy Management activities on all markets and a continuous search for business and central operating cost efficiencies.

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.

Additional information

With regard to the resignation tendered by Mr. Luigi Ferraris on 20 April 2017 from his office as Board Member of ERG S.p.A. and member of the Strategic Committee, the Board of Directors, 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, has appointed as new Director of the Company Mr. Alessandro Careri¹¹ (already 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 Board of Directors of TotalErg S.p.A.) who will remain in office until the next ERG S.p.A. Shareholders' Meeting.

At the present time, Alessandro Careri does not hold any shares of the Company.

Moreover, 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.

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

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

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

The results for the first quarter of 2017 will be illustrated to analysts and investors today at 12.00 noon (CEST), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website (www.erg.eu); the presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued at 7.45 a.m. (CEST) on 12 May 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 e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com). The Interim Management Report as at 31 March 2017 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 e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com).

Contacts:

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

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

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

www.erg.eu - @ergnow

¹¹ The curriculum vitae of Alessandro Careri is available on the Company's website (www.erg.eu).

Performance highlights

FY 2016	(EUR million)	1st quarter	
		2017	2016
Main Income Statement data			
1,025	Revenues from ordinary operations	303	295
455	EBITDA recurring	151	163
202	EBIT recurring	90	99
125	Net income	65	51
122	of which Group net income	65	48
107	Group net profit (loss) recurring ⁽¹⁾	61	57
Main Financial data			
3,286	Net invested capital	3,269	3,454
1,729	Shareholders' Equity	1,805	1,713
1,557	Total net financial indebtedness	1,464	1,741
1,276	of which non-recourse Project Financing ⁽²⁾	1,279	1,461
47%	Financial leverage	45%	50%
44%	EBITDA Margin %	50%	55%
Operating data			
1,720	Installed capacity at period end - wind farms	MW	1,720
3,501	Electric power generation from wind farms	millions of KWh	1,062
480	Installed capacity - thermoelectric plants	MW	480
2,693	Electric power generation from thermoelectric plants	millions of KWh	600
527	Installed capacity at period end - Hydroelectric plants	MW	527
1,358	Electric power generation from hydroelectric plants	millions of KWh	386
12,303	Total sales of electric power	millions of KWh	3,538
60	Investments ⁽³⁾	EUR million	11
715	Employees at period end	Units	715
Market indicators			
42.8	Reference price of electricity - Italy (baseload) ⁽⁴⁾	EUR/MWh	57.5
100.1	Feed In premium (former Green Certificates) - Italy	EUR/MWh	107.3
47.6	Sicily zone price (baseload)	EUR/MWh	56.5
47.6	North - Center zone price (peak)	EUR/MWh	67.8
139.0	Average selling price per unit of ERG Wind energy in Italy	EUR/MWh	147.4
92.6	Feed In Tariff (Germany) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	93.8
88.7	Feed In Tariff (France) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	89.0
84.0	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	96.7
33.4	Price of electricity - Poland	EUR/MWh	36.0
10.8	Price of Green Certificates - Poland	EUR/MWh	5.8
27.3	Price of electricity - Romania ⁽⁶⁾	EUR/MWh	28.7
29.5	Price of Green Certificates - Romania ⁽⁷⁾	EUR/MWh	29.4

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 306.5 million carried out 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

⁽⁷⁾ price referred to the unit value of the green certificate

Performance highlights by segment

FY 2016		1st quarter	
		2017	2016
	(EUR million)		
	Revenues from ordinary operations:		
423	Non Programmable Sources	137	145
423	Wind power	137	145
601	Programmable Sources	165	152
479	Thermoelectric power ⁽¹⁾	119	122
122	Hydroelectric power	46	30
32	Corporate	10	8
(31)	<i>Intra-segment revenues</i>	(10)	(9)
1,025	Total revenues	303	295
	EBITDA:		
308	Non Programmable Sources	104	117
308	Wind power	104	117
161	Programmable Sources	50	48
77	Thermoelectric power ⁽¹⁾	14	27
84	Hydroelectric power	35	21
(13)	Corporate	(2)	(2)
455	EBITDA recurring	151	163
	Amortisation, depreciation and write-downs		
(163)	Non Programmable Sources	(38)	(41)
(163)	Wind power	(38)	(41)
(88)	Programmable Sources	(23)	(22)
(30)	Thermoelectric power	(8)	(7)
(58)	Hydroelectric power	(15)	(15)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(254)	Amortisation and depreciation recurring	(62)	(64)
	EBIT:		
145	Non Programmable Sources	65	75
145	Wind power	65	75
73	Programmable Sources	27	26
47	Thermoelectric power ⁽¹⁾	7	20
26	Hydroelectric power	21	6
(16)	Corporate	(3)	(3)
202	EBIT recurring	90	99
	Investments on tangible and intangible fixed assets:		
44	Non Programmable Sources	8	2
44	Wind power	8	2
13	Programmable Sources	2	2
10	Thermoelectric power	2	1
4	Hydroelectric power	1	1
3	Corporate	0	1
60	Total investments	11	4

Reclassified Income Statement

The income statement and statement of financial position results for the first quarter of 2016, shown below, include non-recurring items. In the first quarter 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 quarter	
		2017	2016
	(EUR million)		
1,025.5	Revenues from ordinary operations	302.6	295.4
16.3	Other revenues and income	2.8	3.2
1,041.8	TOTAL REVENUES	305.4	298.5
(330.2)	Costs for purchase and changes in inventory	(99.6)	(73.3)
(196.0)	Costs for services and other operating costs	(39.3)	(48.9)
(62.3)	Cost of labor	(15.2)	(14.6)
453.3	EBITDA	151.3	161.8
(253.7)	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(61.5)	(64.1)
199.6	EBIT	89.8	97.7
(83.9)	Net financial income (expenses)	(16.5)	(20.7)
37.7	Net income (loss) from equity investments	10.7	(5.5)
153.5	Profit before taxes	83.9	71.5
(28.7)	Income taxes	(18.9)	(20.6)
124.9	Profit for the period	65.0	50.9
(2.4)	Minority interests	0.0	(3.1)
122.5	Group's net profit (loss)	65.0	47.8

Reclassified Statement of Financial Position

Reclassified Statement of Financial Position	03/31/2017	03/31/2016
(EUR million)		
Fixed assets	3,337.6	3,372.2
Net working capital	203.8	160.2
Employees' severance indemnities	(6.9)	(6.7)
Other assets	355.9	310.1
Other liabilities	(621.3)	(549.5)
Net invested capital	3,269.0	3,286.3
Group Shareholders' Equity	1,804.7	1,729.1
Minority interests	0.0	0.0
Net financial indebtedness	1,464.3	1,557.2
Shareholders' equity and financial debt	3,269.0	3,286.3

Cash flow

FY 2016		1st quarter	
		2017	2016
	CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:		
	(EUR million)		
381.3	Adjusted cash flow from current operations ⁽¹⁾	134.9	145.4
(14.2)	Income tax paid	0.0	0.0
69.5	Change in working capital	(40.5)	(90.9)
(34.3)	Change in other operating assets and liabilities	2.9	(19.9)
402.3	TOTAL	97.3	34.7
	CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:		
(55.9)	Net investments on tangible and intangible fixed assets	(10.7)	(8.2)
(0.1)	Net investments in financial fixed assets	(0.2)	0.8
(56.1)	Total	(11.0)	(7.4)
	CASH FLOW FROM SHAREHOLDERS' EQUITY:		
(142.8)	Distributed dividends	0.0	0.0
(6.2)	Other changes in equity ⁽³⁾	6.6	(14.5)
(149.0)	Total	6.6	(14.5)
(306.5)	CHANGES IN SCOPE OF CONSOLIDATION⁽²⁾	0.0	(306.3)
(109.3)	CHANGE IN NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	92.9	(293.5)
1,447.9	INITIAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,557.2	1,447.9
109.3	CHANGE IN THE PERIOD	(92.9)	293.5
1,557.2	FINAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,464.3	1,741.4

⁽⁴⁾ the item does not include inventory gains (losses) and current income tax for the period.

⁽⁵⁾ the change in the scope of consolidation in 2016 refers mainly to the line-by-line consolidation of the companies acquired from Impax Asset Management.

⁽⁶⁾ 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 and non-recurring items and inventory gains (losses)¹².

Starting with the present Report, these results, previously defined as “at replacement costs”, shall be indicated with the definition “recurring”.

Recurring results are indicators that are not defined in the 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)¹ are equal to the difference between the replacement cost of products sold 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.

¹² 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 quarter	
		2017	2016
453.3	EBITDA	151.3	161.8
	<i>Exclusion of non-recurring items:</i>		
	Programmable Sources		
0.3	- Charges for company reorganisation	0.0	0.0
	Non Programmable Sources		
0.9	- Charges for company reorganisation	0.0	0.0
0.9	- Ancillary charges - extraordinary operations	0.0	0.8
455.4	EBITDA at replacement cost	151.3	162.6
FY 2016	GROUP'S NET PROFIT (LOSS)	1st quarter	
		2017	2016
122.5	Group net result	65.0	47.8
(15.7)	<i>Exclusion of inventory gains / losses</i>	(4.4)	7.9
	<i>Exclusion of non-recurring items:</i>		
0.8	<i>Exclusion of ancillary charges - extraordinary operations</i>	0.0	0.7
4.1	<i>Exclusion of TotalErg non-recurring items</i>	0.0	0.1
5.9	<i>Exclusion of loan prepayment effects</i>	0.0	0.9
0.0	<i>Exclusion of tax adjustment effects</i>	0.0	0.0
0.8	<i>Exclusion of charges for company reorganisation</i>	0.0	0.0
0.0	<i>Exclusion of extraordinary gains - LUKERG joint venture dissolution</i>	0.0	0.0
0.0	<i>Exclusion of provision for equity investment risks</i>	0.0	0.0
(11.0)	<i>Exclusion of financial gains / charges on minorities option</i>	0.0	0.0
107.3	Group net profit (loss) at replacement cost (1)	60.6	57.5

Fine Comunicato n.0118-13

Numero di Pagine: 28