



**RESOCONTO INTERMEDIO
SULLA GESTIONE**

AL 31 MARZO 2017



INDICE

Organi Societari	3
Premessa	4
Profilo del Gruppo.....	5
ERG in Borsa.....	8
Sintesi dei risultati	9
Sintesi dei risultati per settore.....	10
Vendite	11
Commenti ai risultati del trimestre.....	12
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre....	14
Settori di attività.....	15
Fonti Non Programmabili	15
Fonti Programmabili	26
Investimenti.....	31
TotalErg.....	33
Prospetti Contabili.....	35
Area di Consolidamento integrale e aree di business.....	35
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	37
Indicatori alternativi di performance.....	44
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre.....	46
Evoluzione prevedibile della gestione.....	47

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE² *(esecutivo)*
GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato
LUCA BETTONTE

Amministratori
MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*³
MARIA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*⁴
ALESSANDRO CHIEFFI *(indipendente)*⁴
BARBARA COMINELLI *(indipendente)*⁴
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*
PAOLO FRANCESCO LANZONI *(indipendente)*³
SILVIA MERLO *(indipendente)*⁴

COLLEGIO SINDACALE⁵

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
STEFANO REMONDINI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

PAOLO LUIGI MERLI

SOCIETÀ DI REVISIONE

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 24 aprile 2015. In data 20 aprile 2017 al termine dei lavori dell'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. il Dott. Luigi Ferraris – Consigliere Indipendente e membro del Comitato Strategico – ha rassegnato, con efficacia immediata, le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A.

2 Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

3 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza

4 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

5 Collegio Sindacale nominato in data 3 maggio 2016

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.

INFORMAZIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 70 E 71 DEL REGOLAMENTO EMITTENTI

La Società si avvale della facoltà, introdotta dalla CONSOB con Delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

RISULTATI RECURRING

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle poste non recurring⁶ e degli utili (perdite) su magazzino⁷. A partire dal presente Resoconto tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", saranno indicati con la definizione "recurring".

I risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo (a fronte delle produzioni in Italia degli asset termoelettrici, eolici e, a partire dal 1° luglio 2016, idroelettrici), oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo.

Per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili (c.d. RES) da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation.

⁶ Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

⁷ Il contributo ad equity di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche.

PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel 2016 un profondo processo di trasformazione da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti prevalentemente rinnovabili sia non programmabili (eolica) che programmabili (termoelettrica e idroelettrica), espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza in particolare nel mercato eolico francese e tedesco.

Oggi nel mercato eolico il Gruppo ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano in Europa, è tra i primi operatori attivi nella produzione di energia elettrica da fonte idrica in Italia, è attivo nella produzione termoelettrica a basso impatto ambientale con un impianto CCGT modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso l'attività di Energy Management.

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation che svolge direttamente:

- l'attività di Energy Management unificata per tutte e 3 le tecnologie nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dell'impianto "Centrale Nord", dei propri impianti eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania. Attraverso le società CSO Energy presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo che di terzi.

ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei settori della produzione di energia elettrica da:

Fonti non programmabili

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.720 MW di potenza installata al 31 marzo 2017. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.094 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (626 MW operativi e 47,5 MW in costruzione), in particolare in Francia (252 MW), Germania (168 MW), Polonia (82 MW), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017. Nel mese di maggio 2017 ERG ha ulteriormente consolidato la propria posizione nel mercato eolico on shore tedesco, attraverso l'acquisizione di sei parchi eolici tedeschi, con una capacità installata di 48 MW.

Fonti programmabili

- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al

27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti⁸. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore ed in misura minore di altre utilities;

- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW.

A partire dal 1° gennaio 2017 tutti i servizi trasversali al Gruppo sono accentrati in ERG S.p.A.

Il Gruppo ERG detiene inoltre una partecipazione del 51% di TotalErg, joint venture nel settore del Downstream Integrato, che non è considerata parte del core business del Gruppo ed i cui risultati sono inclusi con il metodo del patrimonio netto. Si segnala che a fine 2016 è stato avviato un processo volto ad individuare eventuali soggetti potenzialmente interessati all'acquisto della partecipazione in TotalErg S.p.A.

One Company



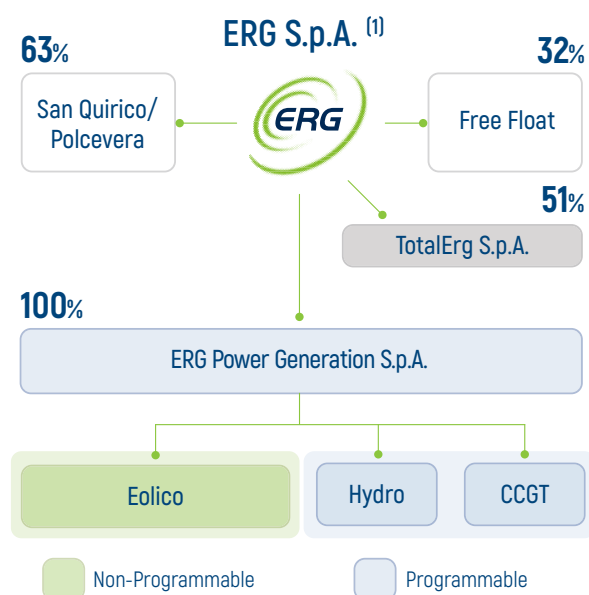
In data 1° gennaio 2017 ha assunto piena efficacia il nuovo assetto organizzativo che si caratterizza per la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. – corporate – che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti 5 aree;
 - Business Development con la missione di assicurare lo sviluppo del business in diversi ambiti geografici, tecnologici e di mercato;
 - Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, IR e Acquisti;
 - Capitale Umano, ICT e Servizi Generali;
 - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
 - Affari Legali e Societari.
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Thermo ed Hydro, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
 - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
 - un centro di eccellenza tecnologica responsabile dei processi di Engineering & Construction;
 - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;

⁸ Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico

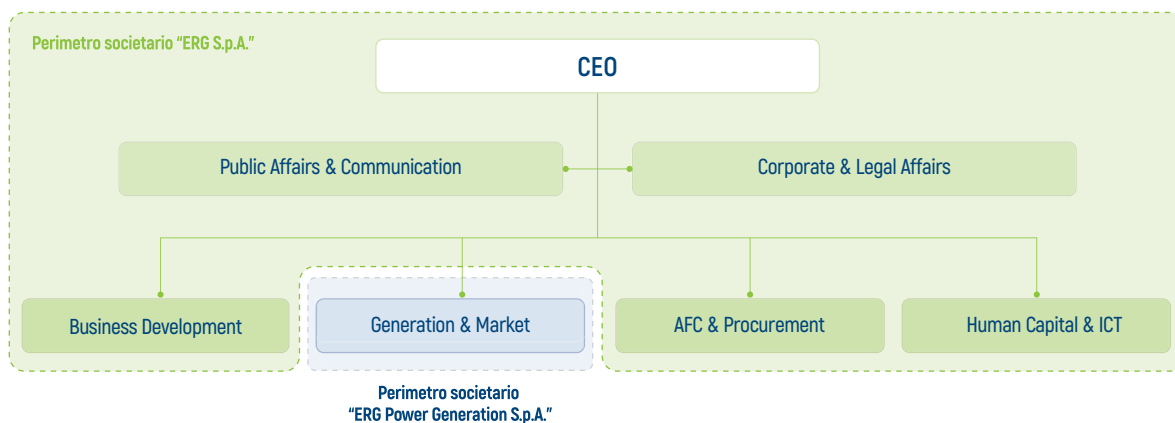
- una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo. L'attuazione del nuovo Modello Organizzativo di Gruppo, avviata in parte già alla fine del 2016 con la centralizzazione in ERG S.p.A. delle aree di Business Development ed Affari Legali e Societari, è stata pianificata per avere completa efficacia a partire dal 1° gennaio 2017, in particolare tramite:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A.



(1) ERG possiede l'1% di azioni proprie

Il nuovo modello organizzativo / societario può essere rappresentato in sintesi come segue:



ERG IN BORSA

Al 31 marzo 2017 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 11,80 Euro, in crescita (+15,7%) rispetto a quella della fine dell'anno 2016, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+7,8%), del FTSE Mid Cap (+17,5%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+7,9%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 9,96 Euro (9 gennaio) ed un massimo di 11,80 Euro (31 marzo).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 31 marzo:

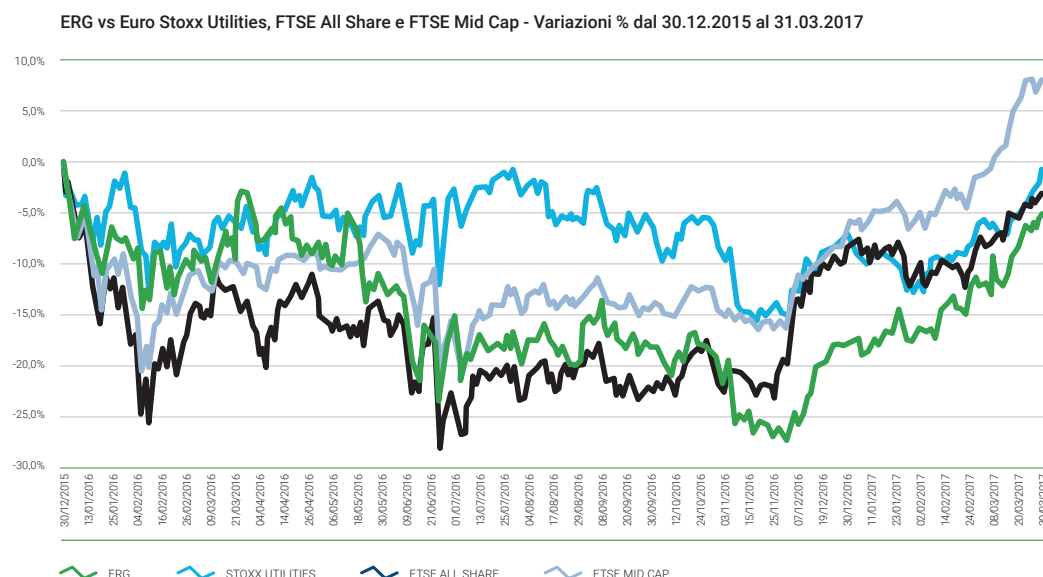
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 31.03.2017	11,80
Prezzo massimo (31.03.2017) ⁽¹⁾	11,80
Prezzo minimo (09.01.2017) ⁽¹⁾	9,96
Prezzo medio	10,73

(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (08.03.2017)	1.054.084
Volume minimo (02.02.2017)	97.159
Volume medio	245.434

La capitalizzazione di borsa ammonta a circa 1.774 milioni di Euro (1.535 milioni alla fine del 2016).

Andamento del titolo ERG a confronto con i principali indici (normalizzati)



SINTESI DEI RISULTATI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
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 Project Financing non recourse ⁽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
3.501	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	1.062
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.693	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	600
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
1.358	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	386
12.303	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	3.538
60	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	11
715	Dipendenti a fine periodo	unità	715
INDICATORI DI MERCATO			
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	Euro/MWh	57,5
100,08	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	Euro/MWh	107,3
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	56,5
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	67,8
139,0	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	147,4
92,6	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	Euro/MWh	93,8
88,7	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	Euro/MWh	89,0
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	36,0
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	5,8
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	28,7
29,5	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,4

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 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
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)	Ricavi infrasettori	(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	-	1
60	Totale investimenti	11	4

(1) include contributo Energy Management

VENDITE

ENERGIA

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). La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁹ seguente:

Anno	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° trimestre	
		2017	2016
2.220	Wind - produzione eolica Italia	658	774
1.281	Wind - produzione eolica Estero	405	452
2.693	CCGT - produzione termoelettrica	600	695
1.358	CCGT - produzione idroelettrica	386	384
4.751	ERG Power Generation - acquisti	1.490	975
12.303	Totale	3.538	3.281

Anno	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° trimestre	
		2017	2016
542	Energia elettrica venduta a clienti captive	130	128
2.020	Energia elettrica venduta a IREN	497	502
9.741	Energia elettrica venduta Wholesale	2.911	2.651
8.460	di cui Italia	2.506	2.200
1.281	di cui Estero	405	452
12.303	Totale	3.538	3.281

Nel corso del primo trimestre 2017 sono state inoltre effettuate vendite di vapore¹⁰ per 200 migliaia di tonnellate (246 migliaia di tonnellate nel primo trimestre 2016). L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con le risk policy di Gruppo.

⁹ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

¹⁰ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

COMMENTO AI RISULTATI DEL TRIMESTRE

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.

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

Marginale 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 oltreché 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)¹¹.

Fonti Programmabili

Marginale 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 del 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 progressi).

Il risultato del termoelettrico, pari a 15 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 27 milioni del primo trimestre 2016 che

¹¹ Si rinvia al commento sul paragrafo normativo in Italia riportato nel settore di attività "Fonti non programmabili".

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 altro 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 Gruppo**¹² 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.

¹² 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".

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

08
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.

SETTORI DI ATTIVITÀ

FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Power Generation.

I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso. I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

MERCATO DI RIFERIMENTO ⁽¹⁾

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
	Mercato Rinnovabile Italia ⁽²⁾ (GWh)		
88.188	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	18.897	19.236
	di cui:		
42.323	Idroelettrica	7.535	7.906
5.865	Geotermica	1.459	1.488
17.455	Eolica	5.311	5.865
22.545	Fotovoltaico	4.592	3.977
	Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	57,5	39,6
100,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	107,3	100,1
41,6	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	53,2	38,4
40,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	51,2	38,0
47,6	Prezzo energia elettrica Sicilia	56,5	44,3
41,6	Prezzo energia elettrica Sardegna	53,2	38,5
139,0	Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia ⁽⁵⁾	153,9	136,4
92,6	Feed In Tariff - Germania ⁽⁶⁾	93,8	91,9
88,7	Feed In Tariff - Francia ⁽⁶⁾	89,0	88,6
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁶⁾	96,7	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	36,0	31,5
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	5,8	26,3
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁷⁾	28,7	27,5
29,5	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁸⁾	29,4	29,5

(1) produzione stimata per il mese di marzo

(2) fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

(3) fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica

(4) Prezzo Unico Nazionale - Fonte GME S.p.A.

(5) il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8 Euro/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo San Gervasio

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

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

(8) prezzo riferito al valore unitario del certificato verde (il numero dei CV riconosciuti e le tempistiche sono descritte nella sezione scenario Romania)

SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

Nel primo trimestre del 2017 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 70.426 GWh (+6,4%) è stata coperta per il 27% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per l'11% dall'idroelettrico, per l'8% dall'eolico, per il 7% dal fotovoltaico, e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto al primo trimestre 2016 risulta in crescita la produzione fotovoltaica (+15%), mentre hanno registrato un netto decremento la produzione eolica (-9%), idroelettrica (-5%) e geotermica (-2%).

SCENARIO NORMATIVO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012¹³, la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la conversione dal 2016, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in un feed-in premium calcolato con analoga formula ed erogato su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Quanto al valore degli incentivi 2017, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la Deliberazione 31/2017/R/EFR del 27 gennaio 2017 il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 42,38 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente¹⁴, è pari a 107,34 Euro/MWh¹⁵.

Ai sensi del D.M. 6 luglio 2012, gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso¹⁶.

Il D.M. 23 giugno 2016 ha disciplinato le aste che si sono tenute nel corso del 2016.

Quanto alla disciplina sugli sbilanciamenti, con la Delibera 800/2016 l'Autorità per l'energia ha confermato la regolazione vigente per le unità di produzione rilevanti e non, alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (applicazione del sistema di valorizzazione single price), e programmato una revisione delle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale vigente, a valle di una specifica consultazione avviata nell'aprile 2017.

Si segnala infine che, successivamente alla chiusura del trimestre, nel mese di maggio 2017, il Gruppo ha ricevuto notifica da parte dell'AEEGSI di provvedimenti di natura prescrittiva relativi alla controllata ERG Power Generation in quanto utente di dispacciamento delle Unità Produttive eoliche del Gruppo. Le comunicazioni hanno ad oggetto le modalità di partecipazione al mercato elettrico per il periodo compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016, mentre le misure prescrittive si riferiscono al periodo compreso tra gennaio 2016 e luglio 2016. Sono attualmente in corso le valutazioni di merito e la quantificazione di eventuali impatti economici che si stima comunque non essere significativi.

¹³ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

¹⁴ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

¹⁵ Si ricorda che per i "certificati verdi" del primo e del secondo trimestre 2015 è stato utilizzato a titolo di acconto il prezzo di 96,00 Euro/CV, salvo conguaglio in funzione della determinazione del prezzo di ritiro.

¹⁶ Base d'asta di 127 Euro/MWh.

Legge di Stabilità n. 208/2015

Con l'approvazione della Legge di Stabilità n. 208/2015, è stata varata, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, una nuova disciplina per la determinazione della rendita catastale delle unità immobiliari a destinazione produttiva. Nello specifico, la Legge di Stabilità 2016 all'art. 1, commi 21-24, prevede che per le centrali di produzione di energia elettrica non siano più oggetto di imposta le componenti degli aerogeneratori con un conseguente impatto positivo in termini di minori oneri impositivi.

Più recentemente (giugno 2016), l'Agenzia ha specificato che a suo parere l'esenzione non dovrebbe essere estesa alle torri di sostegno degli aerogeneratori, in quanto manufatti complessi dotati spesso di strutture di collegamento verticale (scale, ascensori). La totalità degli operatori e le relative associazioni di categoria considerano invece che l'esclusione delle torri eoliche sia formalmente e sostanzialmente corretta in quanto rispetta i nuovi criteri introdotti dalla Legge di Stabilità 2016 e che sia quindi prevalente la qualificazione "funzionale" allo specifico processo produttivo di tali componenti che per le loro peculiari caratteristiche tecnico-fisiche costituiscono parti impiantistiche integranti e funzionali dell'impianto eolico non certo riconducibili a fabbricati.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium, a seconda dell'entrata in esercizio dell'impianto:

- gli impianti in esercizio entro luglio 2014 accedono a tariffe di tipo FIT e, su base opzionale, a tariffe di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012);
- gli impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016 possono beneficiare esclusivamente di una tariffa di tipo FIP ai sensi dell'EEG 2014;
- gli impianti in esercizio dal 2017 in poi accedono ad incentivi di tipo FIP tramite aste al ribasso ai sensi dell'EEG 2017.

Questi ultimi sono disciplinati dal "Renewable Energy Sources Act" 2016 (EEG 2017) adottato l'8 luglio 2016, che segna il passaggio al meccanismo delle aste per tutti gli impianti FER > 750 kW, in esercizio dal 1° gennaio 2017.

Per gli impianti eolici autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018, è comunque previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014¹⁷.

La tariffa vigente al 1° gennaio 2017 per gli impianti che entrano nel regime transitorio è pari a 83,8 Euro/MWh per i primi 5 anni di esercizio, e 46,6 Euro/MWh per i successivi 15 anni. L'applicazione della tariffa massima prevista per i primi 5 anni può essere estesa al restante periodo: l'estensione varia in funzione del rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore)¹⁸. A partire da marzo 2017, la tariffa subisce delle

¹⁷ In proposito il BNetzA ha reso noto che: (i) 8.365 MW di nuova capacità eolica dovrebbe entrare in esercizio tra il 2017 e il 2018 (5.000 MW nel 2017 e 3.365 MW nel 2018) accendendo alle FIP ai sensi dell'EEG 2014; (ii) 475 MW di capacità, che avrebbe avuto diritto ad accedere alle FIP di cui all'EEG 2014, ha scelto invece di partecipare alle aste che si terranno nel corso del 2017-2018.

¹⁸ Il rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore) oscilla tra un minimo dell'80% (al di sotto del quale la tariffa massima verrà applicata a tutta la durata del periodo di incentivazione) e il 150% (al di sopra del quale la tariffa massima verrà applicata solamente nei primi 5 anni).

riduzioni sulla base di un calendario pre-stabilito¹⁹ e da ottobre 2017, si applicano ulteriori tagli in funzione del superamento o meno dei 2.500 MW di potenza eolica installata nell'anno.

Per gli impianti che accedono al sistema delle aste, l'incentivo, di durata ventennale, è pari alla tariffa FIP aggiudicata, corretta attraverso l'applicazione di un fattore correttivo specifico di impianto, in funzione dell'effettiva ventosità del sito (Reference Revenue Model), che può essere rivisto ogni 5 anni in base all'effettiva resa dell'impianto nei precedenti 5 anni di esercizio. Il prezzo base d'asta eolica per il 2017 è pari a 70 Euro/MWh, dal 2018 sarà pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti, incrementate dell'8%. Nel 2017 si terranno 3 aste (1° maggio, 1° agosto e 1° novembre), nel 2018 4 aste (1° febbraio, 1° maggio, 1° agosto e 1° ottobre) e tre sessioni nel 2020 (1° febbraio, 1° giugno, 1° ottobre). I contingenti di potenza messi a disposizione per le aste eoliche sono pari a: 2.800 MW/anno per gli anni 2017, 2018 e 2019 e 2.900 MW/anno dal 2020 in avanti, con l'obiettivo di raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, del 55-60% al 2035, e dell'80% al 2050. Inoltre, tra 2018 e 2020, sono previste delle aste multitecnologiche eolico on shore e fotovoltaico per un contingente di potenza complessivo di 400 MW. I volumi assegnati saranno dedotti dal rispettivo contingente annuo riservato alla specifica tecnologia.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è di tipo feed-in tariff (FIT) disciplinato dal decreto 17 giugno 2014, per gli impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015, e di tipo FIP più un premio (con un valore complessivo comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014), per gli impianti che hanno perfezionato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel corso del 2016, ai sensi del Decreto 13 dicembre 2016.

La feed-in tariff (FIT), di cui al Decreto 17 giugno 2014, viene erogata per 15 anni, e viene definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Per il 2006 la tariffa iniziale era stata posta ad un valore di 82 Euro/MWh. Per gli impianti eolici con domanda di acquisto presentata dal 2008 in avanti, il valore della tariffa viene decurtato del 2% all'anno, e quindi successivamente aggiornato annualmente secondo il meccanismo sopraesposto. La tariffa, determinata in base all'anno di stipula, dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400 (altrimenti viene confermata la tariffa iniziale anche per i successivi 5 anni di esercizio).

Il sistema di FIP più premio introdotto con il Decreto 13 dicembre 2016 (che si applica agli impianti con domanda di acquisto stipulata nel corso del 2016) si articola in più componenti: la componente incentivo (complément de rémunération), calcolata come differenza tra la FIT vigente (pari a circa 81 Euro/MWh) e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più il premio di gestione pari a 2,8 Euro MWh, a copertura dei costi

¹⁹ Il periodo di incentivazione è in realtà suddiviso in due fasi: la prima di 5 anni, la seconda di 15. La tariffa dei primi 5 anni viene confermata per i restanti 15 anni qualora la produzione non ecceda l'80% della produzione di riferimento e la durata del periodo di riconoscimento dell'incentivo più elevato si riduce a scalare all'aumentare della produzione. Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

di gestione della vendita dell'energia. Il valore complessivo di tale incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014.

A partire dal 2017, la Francia intende introdurre un sistema di incentivo ad aste con la possibilità di derogare per gli impianti fino ad un massimo di 6 turbine. Il decreto relativo agli impianti fino a 6 turbine ed il regolamento attuativo sulle aste relativi al nuovo sistema di incentivazione sono stati emessi nella prima metà di maggio. Lo scopo del Governo è di rendere il sistema di incentivazione più efficiente, facilitando l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato.

Quanto agli obiettivi climatici, la legge sulla transizione energetica del luglio 2015 ha previsto dei target ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni (- 40% al 2030 rispetto al 1990), riduzione del consumo di energia fossile (- 30% al 2030 rispetto al 2012), riduzione dei consumi di energia (rispettivamente del 30% al 2030 e del 50% al 2050 rispetto al 2012), riduzione della produzione di energia nucleare (- 50% al 2025) e di aumento delle energie rinnovabili, poi confermati a ottobre 2016. Quanto agli obiettivi per la crescita dell'eolico onshore, sono previsti 15 GW al 2018 e tra i 22 e 26 GW al 2023 (dagli attuali 11 GW di eolico installato). L'eolico off-shore dovrebbe raggiungere i 3.000 MW al 2023, mentre il fotovoltaico dovrebbe passare dai 6.200 MW a 18.200 MW o 20.200 MW sempre al 2023. In base a tali obiettivi di crescita, la Francia si prefigge quindi di arrivare al 2030 ad una capacità totale installata di rinnovabili di 175 GW.

Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcherga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2.200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

L'onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (introdotto a settembre 2012 per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010) è stato aumentato a circa 3,7 Euro/MWh a partire da luglio 2015.

Da luglio 2015 è inoltre stata introdotta una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili, che ha comportato un onere significativo per gli impianti.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di acquistare i certificati verdi ricade sugli operatori che vendono energia elettrica ai consumatori finali. Il numero dei CV spettante agli impianti eolici dipende dalla data di entrata in esercizio:

- per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto.

Dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 il secondo CV prodotto dagli impianti eolici esistenti viene però trattenuto e restituito successivamente ai sensi della nuova Emergency Ordinance 24/2017 pubblicata il 31 marzo 2017, la restituzione deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025 (in precedenza la finestra temporale era compresa tra il 2018 ed il 2020). L'impianto di Gebeleisis (70 MW,) riceve 2 CV fino al 2017, di cui uno trattenuto fino al 31 marzo 2017;

- gli impianti eolici entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2014 accedono invece a 1,5 CV per ogni MWh prodotto fino al 2017 e a partire dal 2018 a 0,75 CV, essendo sottoposti alla decurtazione del numero di CV (c.d. overcompensation) come previsto dalla Emergency Ordinance 23/2014.

L'Emergency Ordinance 24/2017 recentemente pubblicata, oltre a modificare il periodo di recupero dei CV trattenuti, ha introdotto vari emendamenti alla Legge n. 220/2008, che riguardano:

- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032. Solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi;
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh) e 35 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione (i) di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato, il c.d. "annual green certificates static quantity" calcolato da ANRE ogni 2 anni, che per il periodo 2017-2018 è posto pari a 14.910.140 CV; (ii) di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 Euro/MWh;
- la creazione di due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017: in un mercato verranno scambiati tra le parti in forma anonima solamente i CV, in un altro mercato sarà invece possibile vendere i CV insieme all'energia elettrica sottostante (i CV a prezzo di chiusura del mercato "CV only" e l'energia a prezzo di mercato).

Quanto alla quota d'obbligo 2017, l'ANRE con l'Ordinanza 27/2017 ha stabilito che per il periodo aprile-dicembre 2017 sarà pari a 0,358 CV/MWh, in aumento rispetto a quella stabilita per il periodo gennaio-marzo 2017 con l'Ordinanza 119/2016, pari a 0,320 CV/MWh (e pari a 0,306 CV/MWh per il 2016). Tale quota corrisponde alla quota massima di produzione di energia rinnovabile incentivata con i CV stabilita dal governo per il 2017, pari all'8,3% del consumo finale di energia stimato per il 2017 (in riduzione rispetto alla quota stabilita per il 2016 pari al 12,15% del consumo finale).

Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti in esercizio entro giugno 2016 è basato su Certificati d'Origine (CO) per i primi 15 anni di attività, con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica (ad esclusione dei grandi energivori). La quota d'obbligo annua è stata pari al 15% per il 2016 e 16% per il 2017 in linea con la traiettoria stabilita dalla Legge 18 ottobre 2012, che ha previsto da qui al 2021 un aumento dell'1% annuo (17% per il 2018, 18% per il 2019, 19% per il 2020, 20% per il 2021). Tuttavia, il Governo polacco ha la facoltà di revisionarle annualmente. La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015 (ed emendata a dicembre 2015) aveva introdotto alcune

misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 è dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" ed azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. A fine giugno 2016, tuttavia, è stata approvata la nuova versione della legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, che, tra l'altro, prevede requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata. Ad oggi, tali norme non sono riuscite a ribilanciare il rapporto domanda/offerta di CO le cui quotazioni hanno continuato a diminuire.

È previsto anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione di incentivi del tipo feed-in premium sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della legge approvata a giugno¹⁹ ha apportato modifiche anche a tale sistema, cambiando le regole di svolgimento delle aste, introducendo dei basket tecnologici separati e di fatto ritardandone l'avvio. La nuova versione della legge dovrà essere approvata nel quadro della notifica alla DG Competition attivata per la precedente versione della legge e non ancora conclusa dalla Commissione.

Nel mese di giugno 2016 è stata anche approvata la legge sugli investimenti in turbine eoliche che, fra l'altro, modifica il calcolo della property tax a partire dal 2017 aumentandone l'importo in maniera significativa ed inoltre prevede un inserimento delle norme relative alla minima distanza dalle altre costruzioni per la realizzazione di nuovi impianti eolici. Il Governo polacco ha già dichiarato che potrebbe rivedere la severità di alcune di tali norme (tra cui quelle sul calcolo della distanza minima e sulla property tax).

Regno Unito

Il sistema di incentivazione nel Regno Unito è ad oggi basato su due sistemi:

- **RO** (Renewable Obligation – i certificati riconosciuti sono i ROC), con quote d'obbligo sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. headroom) ed al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2017 – marzo 2018 è pari al 40,9% per la Gran Bretagna ed al 16,7% per l'Irlanda del Nord. L'incentivo è riconosciuto per 20 anni. In seguito all'approvazione nel 2016 del nuovo Energy Bill, l'accesso a tale sistema è sostanzialmente previsto per gli impianti programmati entro il 31 marzo 2016 e realizzati entro il 31 marzo 2017. Sono riconosciuti dei grace period se ritardi nella costruzione non sono direttamente imputabile al produttore.
- **CfD** – per i nuovi impianti a fonti rinnovabili viene riconosciuto un incentivo del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato). Gli indirizzi in materia del partito Conservatore al Governo hanno tuttavia creato incertezza sul futuro dei CfD per l'eolico on-shore e non sono al momento previsti contingenti per questa tecnologia.

¹⁹ Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

SINTESI DEI RISULTATI RECURRING DEL PERIODO

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
423	Ricavi della gestione caratteristica	137	145
308	Margine operativo lordo recurring⁽¹⁾	104	117
(163)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(38)	(41)
145	Risultato operativo netto recurring⁽¹⁾	65	75
44	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	8	2
74%	EBITDA Margin %⁽²⁾	76%	81%

(1) non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

2) rapporto del margine operativo lordo recurring sui ricavi della gestione caratteristica

La ripartizione del margine operativo lordo recurring tra i diversi settori geografici del business Eolico è la seguente:

MARGINE OPERATIVO LORDO RECURRING

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
235	Italia	81	87
72	Estero	23	29
	di cui		
18	Germania	6	6
32	Francia	11	16
8	Bulgaria	3	2
8	Romania	3	3
6	Polonia	1	3
308	Totale	104	117

I ricavi consolidati registrati nel primo trimestre 2017 dalle fonti non programmabili hanno risentito delle minori produzioni (-13%) riscontrate rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio, nel quale si erano registrate produzioni particolarmente elevate soprattutto in Italia.

Si segnala che nel corso del trimestre, sono usciti dal periodo incentivato alcuni parchi eolici, pertanto circa 68 MW (pari a 60 GWh) di produzione non hanno più beneficiato dell'incentivo sostitutivo; tuttavia nel periodo detti parchi hanno beneficiato del regime di proroga tramite rimborso della mancata produzione eolica di anni pregressi per complessivi 38 MW (pari a 32 GWh), per un importo di 3,4 milioni di Euro.

Per quanto riguarda i prezzi di vendita nel primo trimestre 2017, per ERG in Italia il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi"), è stato pari a 147,4 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 136,4 Euro/MWh del primo trimestre 2016.

Tale aumento è legato al forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche (per ERG prevalentemente nelle isole e al sud), alle azioni di Energy Management sui mercati organizzati dell'energia e all'incremento del valore degli incentivi (ex "certificati verdi") da 100,1 Euro/MWh a 107,3 Euro/MWh. Si ricorda infatti che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex "certificati verdi") viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente (vedi sezione scenario tariffario). Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi

dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 89,0 Euro/MWh e 93,8 €/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 405 GWh (-10%).

Il margine operativo lordo recurring del primo trimestre 2017 è pari complessivamente a 104 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (117 milioni), per le motivazioni sopra richiamate in parte compensate dai minori costi operativi a seguito della maggiore efficienza resa possibile da un più mirato controllo degli stessi grazie al nuovo assetto organizzativo.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 76%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in diminuzione rispetto ai valori particolarmente elevati registrati nel primo trimestre del 2016, principalmente dovuto alla significativa riduzione dei volumi per effetto della minore ventosità riscontrata nel trimestre rispetto ai valori record dell'analogo periodo dell'anno precedente, oltre che per il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
1.094	Italia	1.094	1.094
	di cui		
247	Campania	247	247
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
2	Altre	2	2
626	Eestero	626	626
	di cui		
168	Germania	168	168
252	Francia	252	252
82	Polonia	82	82
54	Bulgaria	54	54
70	Romania	70	70
1.720	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.720	1.720

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 31 marzo 2017, pari a 1.720 MW, è immutata rispetto al dato al primo trimestre del 2016.

PRODUZIONI (GWh)

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
2.220	Italia	658	774
	di cui		
502	Campania	152	185
256	Calabria	61	81
529	Puglia	164	178
167	Molise	55	54
190	Basilicata	55	63
342	Sicilia	102	126
233	Sardegna	68	88
1.281	Estero	405	452
	di cui		
240	Germania	77	81
499	Francia	156	208
213	Polonia	63	63
148	Bulgaria	49	46
181	Romania	60	54
3.501	Produzioni complessive parchi	1.062	1.226

Nel primo trimestre del 2017 la produzione di energia elettrica da fonte eolica 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.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i load factor degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

LOAD FACTOR %

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
23%	Italia	28%	32%
	di cui		
23%	Campania	29%	34%
24%	Calabria	23%	31%
24%	Puglia	31%	33%
24%	Molise	32%	31%
24%	Basilicata	29%	32%
20%	Sicilia	24%	29%
24%	Sardegna	28%	36%
23%	Estero	30%	33%
	di cui		
16%	Germania	21%	22%
23%	Francia	29%	38%
30%	Polonia	35%	35%
31%	Bulgaria	42%	39%
29%	Romania	40%	35%
23%	Load factor ⁽¹⁾	29%	33%

(1) produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco eolico)

Nel primo trimestre 2017 il load factor complessivo, pari al 29%, è risultato inferiore a quello particolarmente elevato registrato nel primo trimestre 2016, con una diminuzione dal 32% al 28% in Italia, e una diminuzione dal 33% al 30% all'estero, principalmente a causa di un peggior risultato in Francia.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

Anno 2016		1° trimestre	
		2017	2016
MERCATO ELETTRICO ITALIA ⁽¹⁾ (GWh)			
310.251	Domanda	78.962	78.489
2.424	Consumo pompaggi	666	606
37.026	Import/Export	9.202	12.930
275.649	Produzione interna ⁽²⁾	70.426	66.165
	di cui		
187.461	Termoelettrica	51.529	46.929
42.323	Idroelettrica	7.535	7.906
45.865	Altre rinnovabili	11.362	11.330
PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)			
42,8	PUN ⁽³⁾	57,5	39,6
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	56,5	44,3
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	67,8	43,1

(1) fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

(3) Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

Scenario di mercato in Italia

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel primo trimestre 2017 è stata pari a 79,0 TWh, in lieve aumento (+0,6%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel primo trimestre 2017 si è registrato un fabbisogno di circa 4,7 TWh, in lieve aumento (+1,2%) rispetto al primo trimestre 2016, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo, Lazio, Marche, Molise e Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,0 TWh (+0,4%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 70,4 TWh, in aumento del 6,4% rispetto al 2016, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 9,2 TWh (-28,8% rispetto al 2016). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 73% da centrali termoelettriche e per il restante 27% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+10%) ed un calo della produzione eolica (-9%), a fronte delle maggiori produzioni delle altre fonti rinnovabili (+11%), in particolare grazie alla maggior produzione fotovoltaica (+15%) ed alla lieve flessione della produzione geotermica (-2%).

Il valore medio del PUN del primo trimestre 2017 si è attestato a 57,5 Euro/MWh, in aumento del 45,1% rispetto al valore rilevato nel 2016 (39,6 Euro/MWh).

Scenario normativo di riferimento

Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

Il periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014 e alla deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 27 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.

Nel mese di luglio 2016 è stato quindi richiesto il conguaglio del reintegro spettante per l'anno 2015, ai sensi dell'art. 65.28 della Deliberazione 111/06; nel mese di settembre 2016 è stato richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015.

In data 30 dicembre 2016 sono stati incassati circa 28 milioni come ulteriore acconto del 2015 e circa 18 milioni come acconto del 2016, mentre rimangono ancora da incassare nel 2017 circa 26 milioni.

Idroelettrico: canoni di concessione

La Giunta Regionale della Regione Umbria con Deliberazione n. 1067 del 22 settembre 2015 ha proceduto alla rideterminazione dei canoni di concessione per le grandi derivazioni di acqua a scopo idroelettrico. La nuova tariffa unitaria pari a 31,02 Euro/kW di potenza nominale di concessione per modulo, che decorre dal 1° gennaio 2016, è pari al doppio di quella vigente fino al 31 dicembre 2015. Nel dicembre 2015 ERG Hydro S.r.l. ha presentato ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche di Roma per chiedere l'annullamento della menzionata delibera. I risultati del periodo prudenzialmente riflettono il suddetto incremento.

Legge di Stabilità n. 208/2015

Con l'approvazione della Legge di Stabilità n. 208/2015, è stata varata, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, una nuova disciplina per la determinazione della rendita catastale delle unità immobiliari a destinazione produttiva. Nello specifico, la Legge di Stabilità 2016 all'art. 1, commi 21-24 prevede che per le centrali di produzione di energia elettrica non sono più oggetto di imposta le componenti impiantistiche con un conseguente impatto positivo in termini di minori oneri impositivi.

Si segnala infine che, successivamente alla chiusura del trimestre, rispettivamente nei mesi di aprile 2017 e maggio 2017, il Gruppo ha ricevuto notifica da parte dell'AEEGSI di due provvedimenti di natura prescrittiva riferiti alle controllate ERG Hydro e ERG Power Generation. Entrambe le comunicazioni hanno ad oggetto le modalità di partecipazione al mercato elettrico per il periodo compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016, mentre le misure prescrittive si riferiscono al periodo compreso tra gennaio 2016 e giugno 2016 per ERG Hydro e a quello tra gennaio 2016 e luglio 2016 per ERG Power Generation. Sono attualmente in corso le valutazioni di merito e la quantificazione di eventuali impatti economici che si stima comunque non essere significativi.

Premessa sui principali risultati del periodo

Il Gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **fonti programmabili**. In particolare il Gruppo ERG opera:

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono operati nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) co-generativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

Sintesi dei principali risultati del periodo

Nelle tabelle che seguono sono riportati i risultati delle fonti programmabili, mentre nei paragrafi successivi sono commentati in modo distinto i risultati del termoelettrico e dell'idroelettrico.

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
601	Ricavi della gestione caratteristica	165	152
161	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	50	48
(88)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(23)	(22)
73	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	27	26
13	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	2
27%	EBITDA Margin %	30%	32%

(1) i dati esposti non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Termoelettrico⁽¹⁾

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
479	Ricavi della gestione caratteristica	119	122
77	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	14	27
(30)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(8)	(7)
47	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	7	20
10	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	1
16%	EBITDA Margin %	12%	22%
2.693	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	600	695

(1) i dati esposti non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Nel corso del primo trimestre 2017 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 600 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2016 (695 GWh), inoltre il periodo non ha più goduto del diritto al "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, terminato il 27 maggio 2016, mentre nell'analogo periodo dello scorso anno ne aveva beneficiato per un controvalore pari a circa 18 milioni.

Tali impatti, a livello di ricavi, sono stati mitigati dal significativo aumento generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e dall'aumento delle attività di compravendita di energia, portando a ricavi di poco inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 200 migliaia di tonnellate, è in diminuzione rispetto alle 246 migliaia di tonnellate del primo trimestre 2016 a seguito di minori ritiri da parte degli impianti ISAB. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo recurring del primo trimestre 2017 è risultato pari a 14 milioni (27 milioni registrati nel 2016), in linea con le aspettative ma inferiore rispetto al primo trimestre 2016, a seguito principalmente della assenza tra i ricavi del 2017 del corrispettivo di reintegro ex UESSE, pari nel primo trimestre 2016 a 18 milioni, che ha quindi influenzato il risultato operativo percentuale. Tale andamento è stato parzialmente mitigato dall'apprezzamento del valore dei titoli di efficienza energetica di cui è titolare l'impianto CCGT in quanto cogenerativo ad alto rendimento di cui circa 6 milioni relativi al maggior valore dei TEE maturati nell'anno precedente, oltre che dall'aumento del margine (Spark spread) a seguito del maggiore aumento dei prezzi di vendita rispetto a quello del costo del gas, nonché dal miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo.

Idroelettrico

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati delle fonti programmabili, tenendo presente che a partire dal mese di luglio 2016 la società ERG Power Generation S.p.A. è operatore del mercato e utente del dispacciamento dei principali impianti della società ERG Hydro S.r.l.

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
122	Ricavi della gestione caratteristica	46	30
84	Margine operativo lordo recurring⁽¹⁾	35	21
(58)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(15)	(15)
26	Risultato operativo netto recurring⁽¹⁾	21	6
4	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	1
68%	EBITDA Margin %	76%	70%
1.358	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	386	384

(1) i dati esposti non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

I ricavi del primo trimestre 2017, pari a 46 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 24 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 21 milioni (di cui circa 8 milioni relativi al recupero di incentivi pregressi a seguito dell'annullamento della revoca della qualificazione IAFR principalmente dell'impianto di Sigillo (5 MW) oltre a ricavi da MSD per 2 milioni.

I costi, complessivamente pari a 9 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2017 è risultato pari a 35 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zonali riscontrata nell'area Centro Nord in Italia nel periodo a seguito dell'aumento del saldo netto delle importazioni/esportazioni di energia verso la Francia, ed anche per la modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni e per un valore pari a circa 107 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (386 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo, pari complessivamente a circa 96 Euro/MWh, esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi.

L'EBITDA margin del primo trimestre 2017 è risultato complessivamente pari al 76%.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 34%, risente della scarsa idraulicità riscontrata (produzione di 386 GWh nel primo trimestre 2017, in linea con quanto riscontrato nel primo trimestre 2016 ed inferiore rispetto alla media storica decennale).

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,5 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,1 MW relativi a piccole derivazioni.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 525, 524 e 130 metri s.l.m., lievemente inferiori sia rispetto ai livelli al 31 marzo 2016 (rispettivamente 530, 529 e 130 metri s.l.m.) che alla media storica decennale (rispettivamente 533, 528 e 133 metri s.l.m.).

INVESTIMENTI

Si premette che il dato degli investimenti, per il primo trimestre 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 (ed una produzione annua media attesa di circa 410 GWh), 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 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). La ripartizione degli investimenti per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
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	-	1
60	Totale	11	4

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 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.

TOTALERG

ERG S.p.A. detiene una partecipazione al 51% nella joint venture TotalErg S.p.A., costituita nel 2010 attraverso la fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A. in ERG Petroli S.p.A.

La società si posiziona come uno dei primari operatori del mercato del downstream.

Come già indicato in Premessa si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i valori adjusted del Gruppo non includono più il contributo della joint venture TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

La partecipazione continuerà ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Data la rilevanza della partecipazione ed in continuità con l'informativa indicata nei precedenti resoconti finanziari, nella presente sezione si fornisce una sintesi degli indicatori economici e finanziari e dell'andamento gestionale del periodo.

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DI TOTALERG

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del bilancio consolidato della società, operativa dal 1° ottobre 2010.

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
RISULTATI ECONOMICI			
135	Margine operativo lordo recurring⁽¹⁾	41	30
(75)	Ammortamenti e svalutazioni	(18)	(18)
60	Risultato operativo netto recurring⁽¹⁾	23	12
28	Risultato netto recurring⁽²⁾	12	5
60	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	11
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
532	Capitale investito netto	642	655
287	Patrimonio netto	309	224
244	Indebitamento finanziario netto totale	334	431

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +12 milioni nel primo trimestre 2017 (-21 milioni nel primo trimestre 2016)

(2) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche, commentate alla nota (1), al netto del relativo effetto fiscale

TotalErg opera nel settore marketing attraverso la propria Rete Italia, costituita da 2.554 impianti (di cui 1.650 sociali e 904 convenzionati), rispetto ai 2.585 al 31 dicembre 2016. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la modernizzazione/automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.

TotalErg opera anche nel mercato Extra Rete, vendendo prodotti petroliferi prevalentemente a società che a loro volta

rivendono ad utenti finali nei loro mercati locali e direttamente al consumo attraverso le società controllate Restiani ed Eridis, nonché nel mercato delle Specialties, tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL.

TotalErg opera inoltre nella raffinazione e nella logistica, attraverso la Raffineria Sarpom di Trecate, situata in una delle aree nazionali con maggiore intensità di consumi, con una capacità complessiva annua di distillazione bilanciata, per la quota TotalErg, di 1,6 milioni di tonnellate (circa 30 migliaia di barili/giorno).

La Raffineria Sarpom è provvista di conversione catalitica, maggiormente orientata alla produzione di distillati leggeri e lavora prevalentemente greggi a basso tenore di zolfo.

Il margine operativo lordo recurring del primo trimestre 2017 è pari a circa 41 milioni, in aumento rispetto a quello registrato nel primo trimestre 2016 (30 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati beneficiano di uno scenario positivo, contraddistinto da una domanda sostanzialmente stabile rispetto al primo trimestre 2016 ma con margini di mercato in crescita.

Nel settore Extra Rete i risultati economici del periodo sono risultati in lieve diminuzione mentre per Specialties sono in lieve aumento.

Per quel che riguarda la raffinazione i risultati sono stati lievemente superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente a seguito di margini di raffinazione sostanzialmente stabili (indicatore EMC in lieve aumento da 2,8 \$/barile a 2,9 \$/barile); mentre per la logistica i risultati del primo trimestre 2017 sono stati inferiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente.

Le lavorazioni effettuate nel primo trimestre 2017 ammontano a 392 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto alle 423 migliaia di tonnellate del primo trimestre 2016.

Il risultato netto recurring (12 milioni) è stato significativamente superiore a quello del primo trimestre 2016 (5 milioni), principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi ed inoltre beneficia di minori oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 marzo 2017 risulta pari a 334 milioni, in diminuzione rispetto ai 431 milioni al 31 marzo 2016 anche a seguito di azioni di ottimizzazione del capitale circolante.

TotalErg è finanziariamente autonoma per la gestione operativa e per l'attività di sviluppo ricorrente grazie al contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri. Il finanziamento è costituito da una linea di credito term di 200 milioni e da una linea di credito revolving di 500 milioni, per un totale di 700 milioni, è senior e non è assistito da alcuna garanzia, reale e non, da parte dei due azionisti.

Investimenti TotalErg

Nel primo trimestre 2017 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 10,8 milioni, in linea rispetto all'analogo periodo del primo trimestre 2016 (11 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 77%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc.), a cui si aggiungono le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

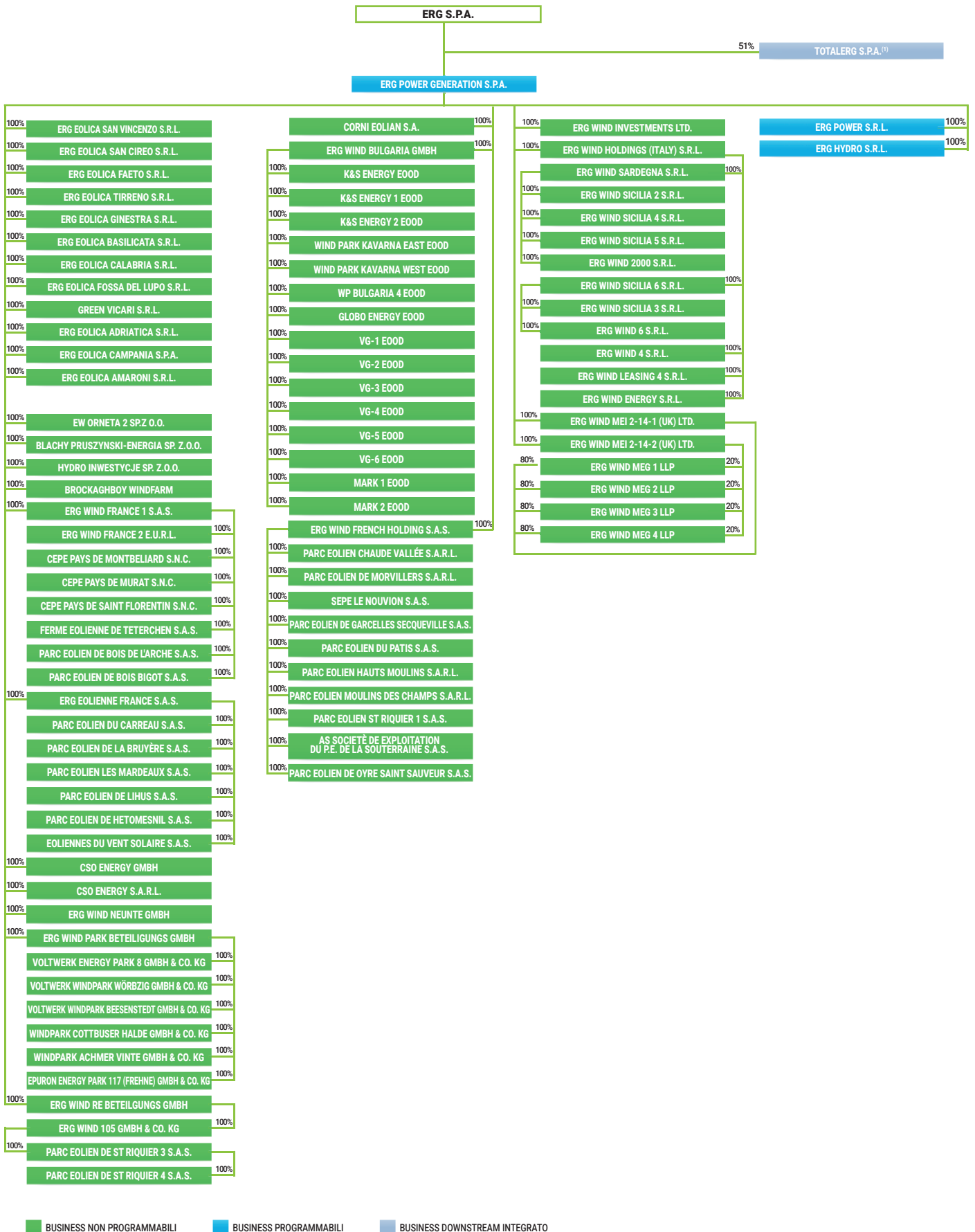
PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 31 marzo 2017.

Rispetto al 31 dicembre 2016 si segnala:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A.



(1) Società consolidata con il metodo del patrimonio netto

RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

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.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Anno 2016	(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	-	(3,1)
122,5	Risultato netto di Gruppo	65,0	47,8

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del primo trimestre 2017 sono pari a 303 milioni rispetto ai 295 milioni del primo trimestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento dei ricavi **del settore Eolico** legato prevalentemente alla minore produzione sia in Italia che all'Estero in parte compensata da un andamento dei prezzi più favorevole;
- l'incremento dei ricavi **del settore Idroelettrico** in conseguenza principalmente dei maggiori prezzi medi di vendita e dei maggiori ricavi per "certificati verdi" di anni pregressi;
- i ricavi **del settore Termoelettrico** sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante il venir meno del reintegro costi Mucchetti.

Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi, i contributi in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

Nel primo trimestre 2017 sono pari a 100 milioni in aumento di 26 milioni rispetto al primo trimestre 2016 principalmente a seguito dei maggiori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

La variazione delle rimanenze, legata ai magazzini ricambi, risulta non significativa.

Costi per servizi e altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per consulenze, costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

Il decremento della voce si riferisce principalmente a minori costi per il trasporto di energia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico ed all'impianto CCGT e risultano lievemente inferiori rispetto a quelli dell'analogo periodo 2016 a seguito principalmente della revisione della vita utile degli impianti in Francia e Germania acquisiti nel primo trimestre del 2016, nell'ambito della Purchase Price Allocation definita nel Bilancio 2016.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo trimestre 2017 sono pari a 16 milioni, rispetto ai 21 milioni registrati nel primo trimestre 2016. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi a medio lungo termine dovuto ai rimborsi avvenuti nel periodo e alle azioni di ristrutturazione completate nel corso del 2016.

Si precisa che il primo trimestre 2016 includeva oneri non ricorrenti per circa 1 milione di Euro afferenti il refinancing della Tranche A dell'acquisition loan funzionale all'acquisizione di ERG Hydro.

Tali effetti hanno permesso una riduzione del costo medio del debito a medio-lungo termine che nel primo trimestre 2017 si è attestato in media al 3,2% rispetto al 3,6% del primo trimestre 2016.

Tale voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel primo trimestre 2017 riflette i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. (+10,6 milioni, rispetto a -5,5 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.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo trimestre 2017 sono pari a 19 milioni (21 milioni nello stesso periodo 2016).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 23% (29% nel primo trimestre 2016).

Il tax rate recurring del primo trimestre 2017, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 24% (26% nel primo trimestre 2016).

Il decremento del tax rate è legato principalmente al beneficio comportato dalla riduzione dell'aliquota IRES (24% dal 1° gennaio 2017 rispetto al 27,5% del primo trimestre 2016) che ha più che compensato l'effetto negativo a seguito dell'adeguamento dell'aliquota dell'ACE (Aiuto Crescita Economica) (2,3 % nel primo trimestre 2017 rispetto al 4,75% nel 2016) e dell'adeguamento del calcolo della base imponibile ACE (a partire dall'esercizio 2013 e non più dal 1° gennaio 2010).

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

31/03/2016	(Milioni di Euro)	31/03/2017	31/12/2016
3.508,7	Capitale immobilizzato	3.337,6	3.372,2
294,2	Capitale circolante operativo netto	203,8	160,2
(5,9)	Trattamento di fine rapporto	(6,9)	(6,7)
375,3	Altre attività	355,9	310,1
(718,3)	Altre passività	(621,3)	(549,5)
3.454,0	Capitale investito netto	3.269,0	3.286,3
1.660,1	Patrimonio netto di Gruppo	1.804,7	1.729,1
52,6	Patrimonio netto di terzi	-	-
1.741,4	Indebitamento finanziario netto	1.464,3	1.557,2
3.454,0	Mezzi propri e debiti finanziari	3.269,0	3.286,3
50%	Leva finanziaria	45%	47%

Al 31 marzo 2017 il capitale investito netto ammonta a 3.269 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 45% (47% al 31 dicembre 2016).

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016 è principalmente riconducibile agli ammortamenti del periodo, in parte compensato dalle acquisizioni effettuate nel trimestre.

Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti principalmente per certificati verdi su società estere, per vendita energia elettrica con applicazione tariffa incentivante, per reintegro costi legati alla disciplina delle Unità Essenziali di ERG Power Generation (Decreto Mucchetti), e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali.

Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti e, alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi ed oneri).

Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2016	(Milioni di Euro)	31/03/2017	31/12/2016
2.076,2	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.929,0	1.934,1
(334,8)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(464,7)	(376,9)
1.741,4	Totale	1.464,3	1.557,2

Si riporta nella tabella seguente l'indebitamento finanziario a medio-lungo termine del Gruppo ERG:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2016	(Milioni di Euro)	31/03/2017	31/12/2016
593,1	Debiti verso banche a medio-lungo termine	668,9	668,4
–	Quota corrente mutui e finanziamenti	–	–
181,7	Debiti finanziari a medio-lungo termine	137,9	141,9
774,8	Totale	806,8	810,4
1.460,9	Totale Project Financing	1.279,2	1.275,6
(159,5)	Quota corrente Project Financing	(157,0)	(151,9)
1.301,4	Project Financing a medio-lungo termine	1.122,1	1.123,7
2.076,2	TOTALE	1.929,0	1.934,1

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 31 marzo 2017 sono pari a 669 milioni di Euro (668 milioni al 31 dicembre 2016) riferibili a:

- un corporate acquisition loan di 350 milioni di Euro, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali funzionale all'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.On Produzione, ora ERG Hydro S.r.l.
- tre corporate loan bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed UniCredit S.p.A. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento di progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine" sono interamente formati dalle passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 138 milioni (142 milioni al 31 dicembre 2016).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.279 milioni al 31 marzo 2017) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.157 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 483 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 77 milioni di Euro;
- finanziamenti per 122 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

Si precisa che in applicazione dello IAS 39 gli oneri accessori sostenuti per l'ottenimento dei finanziamenti sono portati a riduzione del debito cui si riferiscono, secondo il metodo del costo ammortizzato.

In merito all'acquisizione di ERG Wind si segnala inoltre che in applicazione dell'IFRS 3 la passività finanziaria relativa al project financing è rilevata al fair value. Tale fair value risultava inferiore rispetto al valore nominale in considerazione delle condizioni di stipula più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione. La differenza positiva tra il fair value della passività e il suo valore nominale è conseguentemente gestita attraverso il metodo del costo ammortizzato lungo il periodo di durata del finanziamento.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

31/03/2016	(Milioni di Euro)	31/03/2017	31/12/2016
94,1	Debiti verso banche a breve termine	4,7	2,3
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
9,1	Altri debiti finanziari a breve termine	2,7	3,8
103,1	Passività finanziarie a breve termine	7,4	6,0
(333,8)	Disponibilità liquide	(294,2)	(263,3)
(26,8)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(109,2)	(107,6)
(360,6)	Attività finanziarie a breve termine	(403,5)	(370,9)
159,5	Project Financing a breve termine	157,0	151,9
(236,9)	Disponibilità liquide	(225,7)	(163,9)
(77,4)	Project Financing	(68,6)	(12,0)
(334,8)	TOTALE	(464,7)	(376,9)

L'importo delle disponibilità liquide è aumentato nel corso del primo trimestre 2017 a seguito degli incassi relativi a crediti per tariffa incentivante relativi al terzo trimestre 2016.

Le "Attività finanziarie a breve termine" comprendono inoltre i titoli di impiego liquidità a breve periodo.

La variazione della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" si riferisce in particolare ad un diverso impiego temporale di liquidità dei titoli sopra descritti.

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

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO		
381,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	134,9	145,4
(14,2)	Pagamento di imposte sul reddito	–	–
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 ATTIVITÀ 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	–	–
(6,2)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	6,6	(14,5)
(149,0)	Totale	6,6	(14,5)
(306,5)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO⁽²⁾	–	(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

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.464 milioni, in diminuzione di 93 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2016 principalmente per l'elevato flusso di cassa operativo netto del periodo parzialmente compensato dalla stagionale dinamica del capitale circolante nel periodo

Per un'analisi dettagliata degli investimenti effettuati si rimanda al relativo capitolo.

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 magazzino**²⁰.

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**²¹ 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.

²⁰ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla joint venture TotalErg.

²¹ 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

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
453,3	Margine operativo lordo	151,3	161,8
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
	Fonti Programmabili		
0,3	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
	Fonti Non Programmabili		
0,9	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
0,9	- Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,8
455,4	Margine operativo lordo recurring	151,3	162,6

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2017	2016
122,5	Risultato netto di Gruppo	65,0	47,8
(15,7)	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	(4,4)	7,9
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
0,8	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,7
4,1	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	-	0,1
5,9	Esclusione effetto prepayment finanziamenti	-	0,9
0,8	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	-	-
(11,0)	Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities	-	-
107,3	Risultato netto di Gruppo recurring⁽¹⁾	60,6	57,5



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.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. dell'11 maggio 2017, è chiamato a deliberare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, in merito alla nomina di un nuovo Consigliere ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile.

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

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 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 214 MW, 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 ai 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, alla maggiore capacità incentivata a seguito del riconoscimento IAFR per gli impianti di Cotilia e Sigillo ed alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento ed alle 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 0,5 Euro per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

Rischi e incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed 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, 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.

Genova, 11 maggio 2017

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Paolo Luigi Merli dichiara ai sensi del comma 2 dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio sulla Gestione, corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Genova, 11 maggio 2017

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

www.erg.eu



SEDE LEGALE

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

WWW.ERG.EU

