



**RESOCONTO INTERMEDIO
SULLA GESTIONE**

AL 31 MARZO 2016



INDICE

Organi Societari	3
Premessa	4
Profilo del Gruppo.....	6
ERG in Borsa.....	8
Sintesi dei risultati	9
Sintesi dei risultati per settore.....	10
Vendite	11
Commenti ai risultati del periodo	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.....	36
Area di Consolidamento integrale e aree di business.....	36
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	38
Indicatori alternativi di performance.....	46
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	49
Evoluzione prevedibile della gestione.....	50

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁽¹⁾

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE⁽²⁾ *(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)*
LUIGI FERRARIS *(indipendente)*⁽⁴⁾
PAOLO FRANCESCO LANZONI *(indipendente)*⁽³⁾
SILVIA MERLO *(indipendente)*⁽⁴⁾

COLLEGIO SINDACALE⁽⁵⁾

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) Nominato in data 24 aprile 2015

(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) Nominato in data 3 maggio 2016

PREMESSA

Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2016, in attesa di una definizione del quadro regolamentare, è stato predisposto, in via volontaria in continuità con i resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e verrà conseguentemente pubblicato in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato.

I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2015 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 a valori correnti

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti con l'esclusione delle poste non caratteristiche¹.

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

¹ Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Variazione perimetro di business

Si precisa che il confronto con i risultati del primo trimestre 2015 risente in modo significativo del cambiamento di perimetro del Gruppo avvenuto principalmente nel secondo semestre 2015 e in particolare:

- acquisizione di sei parchi eolici (63 MW) in Francia dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015;
- avvio del parco eolico di EW Ornetta 2 (42 MW) nel mese di luglio 2015;
- acquisizione dei parchi eolici in Polonia (40 MW) dal gruppo PAI nel primo trimestre 2015 ed avviati ad inizio 2016;
- acquisizione del nucleo idroelettrico integrato in Italia (527 MW) da E.ON in data 30 novembre 2015;
- acquisizione di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e di sei in Germania (82 MW) da Impax Asset Management Group nel primo trimestre 2016.

PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG ha portato a termine un fondamentale processo di trasformazione, da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, differenziato tra fonti non programmabili (eolica) e fonti programmabili (termoelettrica e idroelettrica), nonché in termini di presenza geografica (con una crescente presenza nel mercato eolico estero, in particolare in Francia e Germania).

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

Il Gruppo ERG, attraverso le proprie controllate, opera nei settori della produzione di Energia Elettrica da:

Fonti non programmabili

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.720 MW di potenza installata al 31 marzo 2016. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia e 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), in particolare in Francia (252 MW), Germania (168 MW), Polonia (82 MW interamente sviluppati da ERG nel corso del 2015), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW post scioglimento joint venture con LUKOIL). Tali dati includono la potenza aggiuntiva derivante dalle acquisizioni finalizzate a inizio 2016 in Francia e Germania, rispettivamente per 124 e 82 MW.

Attraverso ERG Renew O&M la società ha sostanzialmente completato l'internalizzazione delle attività di gestione e manutenzione di tutti i parchi eolici in Italia.

Fonti programmabili

Il Gruppo è attivo nella produzione e commercializzazione di energia elettrica e utilities, attraverso:

- ERG Power S.r.l.: società proprietaria della cd. "Centrale Nord" (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato nel periodo come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti². Si tratta di

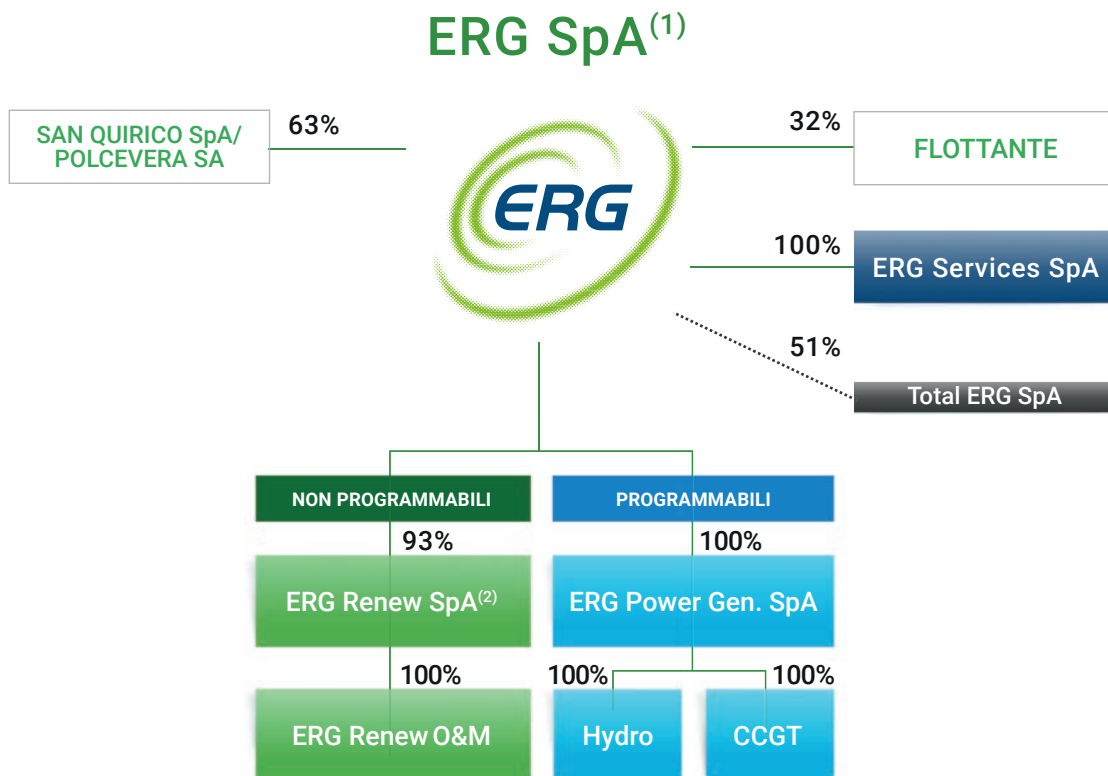
² Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico.

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 e altri impianti ancillari per la produzione di vapore e altre utilities;

- ERG Hydro S.r.l.: società neo costituita nella quale è stato conferito il ramo del business idroelettrico acquisito da E.ON Produzione a fine 2015. Il portafoglio integrato di asset di ERG Hydro è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi e una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW;
- ERG Power Generation S.p.A. (controllata al 100%): società che svolge le attività di Energy Management per tutto il Gruppo ERG, e oltretutto le attività di O&M per l'impianto di ERG Power S.r.l.
ERG Power Generation detiene il 100% di ERG Power S.r.l. e di ERG Hydro S.r.l.

Il modello organizzativo di ERG ha previsto inoltre l'accentramento dei servizi trasversali al Gruppo in ERG Services, società deputata a raggiungere l'eccellenza operativa nella fornitura dei "shared services". 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.

Struttura del Gruppo al 31.03.2016



(1) ERG detiene il 5% di azioni proprie

(2) UniCredit possiede il 7,18% del capitale sociale di ERG Renew

ERG IN BORSA

Al 31 marzo 2016 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 11,96 Euro, in diminuzione (-4,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2015, a fronte di una discesa nello stesso periodo del FTSE All Share (-14,8%), del FTSE Mid Cap (-10,3%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-5,8%). Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 10,55 Euro (9 febbraio) e un massimo di 12,45 Euro (4 gennaio).

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

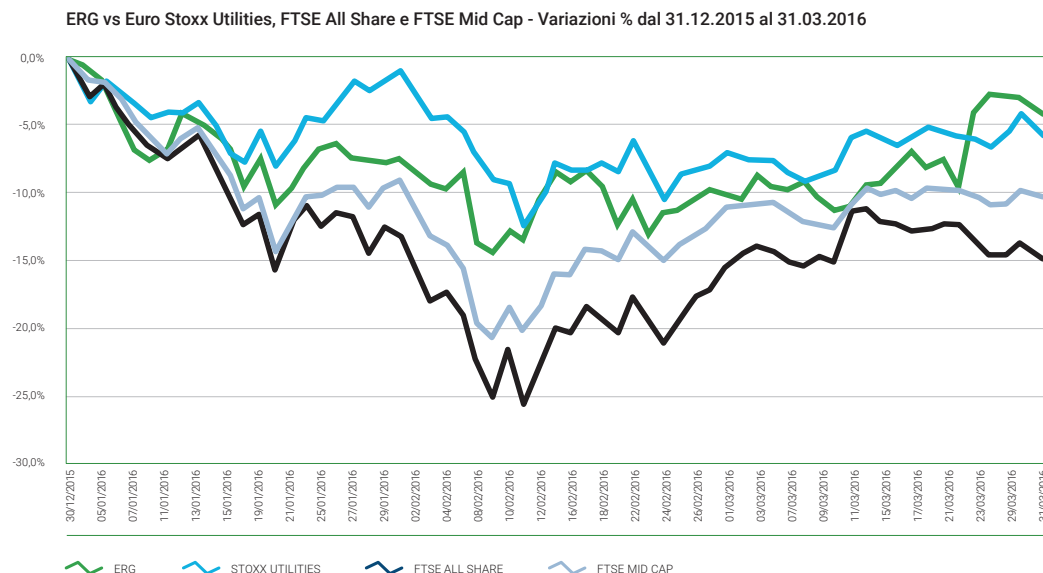
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 31.03.16	11,96
Prezzo massimo (04.01.16) ⁽¹⁾	12,45
Prezzo minimo (09.02.16) ⁽¹⁾	10,55
Prezzo medio	11,42

(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 (23.03.16)	932.125
Volume minimo (11.03.16)	93.543
Volume medio	302.222

La capitalizzazione di borsa al 31 marzo 2016 ammonta a circa 1.798 milioni di Euro (1.874 milioni alla fine del 2015).

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



SINTESI DEI RISULTATI

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
PRINCIPALI DATI ECONOMICI			
944	Ricavi	295	275
350	Margine operativo lordo a valori correnti	163	111
179	Risultato operativo netto a valori correnti	99	71
24	Risultato netto	51	40
21	di cui Risultato netto di Gruppo	48	38
96	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	57	34
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
3.124	Capitale investito netto	3.454	2.015
1.676	Patrimonio netto	1.713	1.758
1.448	Indebitamento finanziario netto totale	1.741	335
1.285	di cui Project Financing non recourse ⁽²⁾	1.461	1.376
46%	Leva finanziaria	50%	13%
37%	EBITDA Margin%	55%	40%
DATI OPERATIVI			
1.506	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.720
2.614	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	860
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.632	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	614
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
84	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	-
10.113	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	2.666
106	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	13
666	Dipendenti a fine periodo	unità	610
INDICATORI DI MERCATO			
52,3	Prezzo di riferimento elettricità ⁽⁴⁾	Euro/MWh	51,9
100,1	Incentivo sostitutivo (ex "certificati verdi")	Euro/MWh	101,6
57,49	Prezzo zonale Sicilia	Euro/MWh	57,9
147,8	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG in Italia	Euro/MWh	149,9
96,2	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,1
90,4	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁵⁾	Euro/MWh	91,6
80,3	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,6
37,1	Prezzo EE Polonia	Euro/MWh	n.a.
26,0	Prezzo CO Polonia	Euro/MWh	n.a.
29,7	Prezzo EE Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	32,0
29,5	Prezzo CV Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,6

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti a valori correnti con l'esclusione delle poste non caratteristiche.

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste 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 e immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 306 milioni di Euro.

(4) Prezzo Unico Nazionale

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

(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 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA		
345	Fonti Non Programmabili	145	118
345	Eolico	145	118
602	Fonti Programmabili	152	160
592	Termoelettrico ⁽¹⁾	122	160
11	Idroelettrico	30	-
22	Corporate	8	7
(25)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(9)	(10)
944	Totale ricavi della gestione caratteristica	295	275
	MARGINE OPERATIVO LORDO		
254	Fonti Non Programmabili	117	95
254	Eolico	117	95
115	Fonti Programmabili	48	22
107	Termoelettrico ⁽¹⁾	27	22
8	Idroelettrico	21	-
(19)	Corporate	(2)	(6)
350	Margine operativo lordo a valori correnti	163	111
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(134)	Fonti Non Programmabili	(41)	(33)
(134)	Eolico	(41)	(33)
(34)	Fonti Programmabili	(22)	(7)
(30)	Termoelettrico	(7)	(7)
(5)	Idroelettrico	(15)	-
(3)	Corporate	(1)	(1)
(171)	Ammortamenti a valori correnti	(64)	(41)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO		
120	Fonti Non Programmabili	75	62
120	Eolico	75	62
81	Fonti Programmabili	26	15
78	Termoelettrico ⁽¹⁾	20	15
3	Idroelettrico	6	-
(22)	Corporate	(3)	(7)
179	Risultato operativo netto a valori a valori correnti	99	71
	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI		
95	Fonti Non Programmabili	2	11
95	Eolico	2	11
9	Fonti Programmabili	2	2
9	Termoelettrico	1	2
-	Idroelettrico	1	-
2	Corporate	1	-
106	Totale investimenti	4	13

(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 (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. Nel corso del primo trimestre 2016, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,3 TWh (2,7 TWh nell'analogo periodo del 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,3 TWh, di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,4% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% nel primo trimestre 2015). La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella³ seguente:

Anno		1° trimestre	
		2016	2015
2015	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)		
1.910	ERG Renew - produzione eolica Italia	774	680
705	ERG Renew - produzione eolica Estero	452	180
2.632	ERG Power Generation - produzione termoelettrica	695	614
84	ERG Power Generation - produzione idroelettrica	384	-
4.782	ERG Power Generation - acquisti	975	1.192
10.113	Totale	3.281	2.666

Anno		1° trimestre	
		2016	2015
2015	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)		
535	Energia elettrica venduta a clienti sito Priolo	128	129
2.015	Energia elettrica venduta a IREN	502	497
7.563	Energia elettrica venduta Wholesale	2.651	2.041
6.858	- di cui Italia	2.200	1.861
705	- di cui Estero	452	180
10.113	Totale	3.281	2.666

Nel corso del primo trimestre 2016 sono state inoltre effettuate vendite di vapore⁴ per 246 migliaia di tonnellate (208 migliaia di tonnellate nel primo trimestre 2015). 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 riskpolicy di Gruppo ERG.

³ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo e agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti e a termine. I valori comparativi 2015 che nelle precedenti relazioni rappresentavano il saldo netto dell'energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale, sono stati coerentemente riclassificati.

⁴ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo trimestre 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 295 milioni, in aumento rispetto ai 275 milioni del primo trimestre 2015, a seguito della significativa maggiore produzione in Italia, sia eolica che termoelettrica, dell'apporto della nuova capacità eolica operativa in Francia, Germania e Polonia, nonché del contributo del neo acquisito nucleo idroelettrico. I maggiori volumi hanno più che compensato la diminuzione media dei prezzi dell'energia, con l'eccezione del business termoelettrico in Sicilia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 163 milioni, superiore rispetto ai 111 milioni registrati nel primo trimestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili

Marginale operativo lordo pari a 117 milioni, in forte crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (95 milioni) grazie al significativo aumento delle produzioni, alla luce sia del contributo dei nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia, sia per le buone condizioni anemologiche nel periodo, che hanno più che compensato l'impatto dei minori prezzi medi di vendita.

Fonti Programmabili

Marginale operativo lordo di 48 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (22 milioni) a seguito del maggiore risultato del termoelettrico, pari a 27 milioni contro i 22 milioni dello scorso esercizio, grazie alla elevata efficienza degli impianti ed ai recuperi dei costi secondo la normativa vigente delle Unità Essenziali, nonché dell'apporto dell'attività di Energy Management. Il neo acquisito nucleo idroelettrico ha contribuito al risultato per 21 milioni nonostante la scarsa idraulicità riscontrata nel periodo.

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 99 milioni (71 milioni nel primo trimestre 2015) dopo ammortamenti per 64 milioni (41 milioni nel primo trimestre 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 57 milioni, in incremento rispetto al risultato di 34 milioni del primo trimestre 2015, principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi oltreché del migliore contributo ad equity della partecipazione TotalErg.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 48 milioni (38 milioni del primo trimestre 2015) e risente, rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti, principalmente delle perdite sul valore del magazzino di TotalErg legate all'andamento dei prezzi del mercato Oil.

Nel primo trimestre 2016 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 4 milioni (13 milioni nel primo trimestre 2015) di cui il 49% nel settore Non Programmabili (84%), il 37% nel settore Programmabili (13%). Si precisa che tale valore non comprende il valore delle acquisizioni nell'eolico per 306 milioni nel primo trimestre 2016.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.741 milioni, in aumento di 294 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (293 milioni) nonché l'investimento iniziale per l'ingresso nel Regno Unito (13 milioni). Il flusso di cassa operativo ha parzialmente compensato gli effetti derivanti da tale variazione dell'area di consolidamento, nonostante una dinamica negativa del capitale circolante nel periodo (-90 milioni), in parte legata al cambio di normativa sui "certificati verdi" e al regime delle Unità Essenziali, prevista in assorbimento entro la fine dell'anno.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

02
febbraio
2016

ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh.

Nel perimetro dell'operazione sono incluse anche due società, una di diritto francese e una di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale, attraverso un team composto da ventotto professionisti, ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione e altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania).

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. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. Nel 2016 il Margine Operativo Lordo atteso sarà di circa 30 milioni di Euro. Il corrispettivo complessivo dell'equity è pari a 135 milioni di Euro.

29
febbraio
2016

ERG Renew ha acquisito da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd. ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione

di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 45 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno, pari a circa 3.300 ore equivalenti e a circa 71 kt di emissione di CO₂ evitata.

ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e completare la costruzione alla fine del primo trimestre 2017. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società. Il progetto soddisfa le condizioni per l'accREDITAMENTO ai vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal disegno di legge all'esame del Parlamento del Regno Unito.

Sulla base degli accordi al termine della costruzione e ottenuto l'accREDITAMENTO agli incentivi (NIRO) è prevista la possibilità che BWF sia ceduta a terzi. ERG Renew avrà il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse accettata e solo nel caso siano state ricevute e accettate offerte superiori da parte di terzi, si procederà alla cessione di BWF e al successivo calcolo e ripartizione della plusvalenza sulla base dei meccanismi contrattuali concordati.

Con questa operazione ERG Renew entra nel mercato eolico del Regno Unito come previsto nel Piano Strategico ERG 2015-18 per mezzo di una struttura contrattuale innovativa e flessibile che consente di valorizzare le competenze industriali maturate da ERG Renew e di ottimizzare la creazione di valore.

SETTORI DI ATTIVITÀ

FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Renew.

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 2015		1° trimestre	
		2016	2015
	Mercato Rinnovabile Italia ⁽²⁾ (GWh)		
89.832	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	19.134	20.698
	di cui:		
44.751	Idroelettrica	7.907	9.592
5.816	Geotermica	1.489	1.438
14.589	Eolica	5.772	5.195
24.676	Fotovoltaico	3.966	4.473
	Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
52,3	PUN (Italia) ⁽⁴⁾	39,6	51,9
100,1	Incentivo sostitutivo (ex "certificati verdi")	100,1	101,6
50,9	Prezzo EE zona Centro-Sud	38,4	50,6
49,4	Prezzo EE zona Sud	38,0	49,5
57,5	Prezzo EE Sicilia	43,8	57,9
51,1	Prezzo EE Sardegna	38,5	50,6
147,8	Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia ⁽⁵⁾	136,4	149,9
96,2	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁶⁾	91,9	96,1
90,4	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁶⁾	88,6	91,6
80,3	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁶⁾	96,7	96,6
37,1	Prezzo EE Polonia	31,5	n.a.
26,0	Prezzo CO Polonia	26,3	n.a.
29,7	Prezzo EE Romania ⁽⁷⁾	27,5	32,0
29,5	Prezzo CV Romania ⁽⁸⁾	29,5	29,6

(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 di ERG Renew

(7) Il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali nel periodo, è riportato il prezzo di mercato)

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

SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

Nel corso del primo trimestre 2016 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 65.309 GWh (-0,7%) è stata coperta per il 29% da fonti rinnovabili, in lieve diminuzione rispetto al 31% del medesimo periodo del 2015 a seguito principalmente della minore idraulicità registrata; in particolare, tale produzione deriva per il 12% dall'idroelettrico, per il 9% dall'eolico, per il 6% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto all'anno precedente risultano in crescita l'eolico (+11%) e il geotermico (+4%), mentre la produzione idroelettrica ha registrato un netto decremento (-18%), così come la produzione fotovoltaica (-11%).

SCENARIO TARIFFARIO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012⁵, la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la successiva conversione, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium calcolata con analoga formula ed erogata su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Nel dettaglio, il GSE ha stabilito che il pagamento dell'incentivo che sostituisce i "certificati verdi" avverrà per il primo trimestre 2016 entro il 30 settembre 2016 mentre per il secondo trimestre 2016 entro il 31 dicembre 2016.

Per quanto riguarda i "certificati verdi" relativi alle produzioni del 2015, il ritiro avviene su base trimestrale in base alle seguenti tempistiche: entro il 30 settembre 2015 con pagamento al 31 ottobre per le produzioni del primo trimestre 2015, 31 dicembre 2015, con pagamento entro al 31 gennaio 2016 per il secondo trimestre 2015, 31 marzo 2016, con pagamento entro il 30 aprile 2016 per il terzo trimestre 2015 e infine, per l'ultimo trimestre del 2015, 30 giugno 2016 con pagamento entro il 31 luglio 2016.

Quanto al valore del prezzo di ritiro dei "certificati verdi" 2015 e degli incentivi 2016, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la deliberazione 29/2016/R/EFR del 28 gennaio 2016 il valore medio annuo registrato nel 2015 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 51,69 Euro/MWh. Pertanto, il prezzo di ritiro dei "certificati verdi" 2015 e degli incentivi 2016, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno prima⁶, è pari a 100,08 Euro/MWh⁷.

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 ribasso⁸. La prima asta ha visto, per l'eolico on-shore, l'assegnazione di 442 MW (il contingente relativo al 2013 era pari a 500 MW) mentre nella seconda asta, che si è conclusa il 10 giugno 2013, è stato assegnato tutto il contingente disponibile per l'anno 2014 pari a 399,9 MW contro una

⁵ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

⁶ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'art. 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

⁷ 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.

⁸ Base di prezzo di 127 Euro/MWh.

capacità richiesta di 1.086 MW⁹. Con la terza asta, relativa al contingente 2015, che si è conclusa il 26 giugno 2014, è stato nuovamente assegnato tutto il contingente disponibile per l'eolico on shore, pari a circa 356 MW (capacità richiesta nettamente superiore al contingente e pari a circa 1.261 MW). Ad oggi non è ancora stato pubblicato il decreto ministeriale che disciplinerà l'accesso a nuovi incentivi. A partire dal 2013, inoltre, per tutti i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del fotovoltaico e degli impianti ammessi al provvedimento CIP 6/92), è previsto un contributo di 0,5 Euro per ogni MWh di energia incentivata, da corrispondere al GSE.

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 degli aerogeneratori.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base all'EEG¹⁰ 2014 (che conferma la volontà di crescita per il futuro), la tariffa per i nuovi impianti eolici on-shore è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante)¹¹. Tale valore si riduce dello 0,4% per ogni trimestre successivo al 1° gennaio 2016. Gli impianti esistenti, hanno inoltre la possibilità di scegliere un sistema di incentivazione alternativo, del tipo feed-in premium (obbligatorio per i nuovi impianti). Scegliendo questa opzione, l'energia elettrica viene venduta direttamente sul mercato e l'Operatore riceve, su base mensile, un premio pari alla differenza fra il valore base della feed-in tariff e il prezzo medio mensile di mercato dell'energia elettrica, al quale viene aggiunto un "management premium" (pari a 4 Euro/MWh per il 2015 – comprensivo del remote control bonus), decrescente nel corso degli anni, che rappresenta un'approssimazione degli oneri legati alla gestione della vendita dell'energia elettrica sul mercato. La versione del 2009 della stessa legge aveva introdotto un System Service Bonus, pari a 7 Euro/MWh per gli interventi effettuati entro il 2010, riconosciuto nel caso in cui siano effettuati interventi tecnologici sull'impianto (per migliorarne le prestazioni relative alla regolazione della tensione e della frequenza), per i primi 5 anni dall'effettuazione dell'intervento.

La tariffa per i parchi di ERG Renew varia fra gli 87 e gli 89 Euro/MWh (costanti in termini nominali). I parchi di Sallgast e Brunsbuttel nel corso del 2014 sono passati al sistema direct market, mentre i restanti 3 parchi hanno continuato ad usufruire del sistema a tariffa fissa. Tutti i parchi tedeschi di ERG (ad eccezione del parco di Gembeck, 4 WTG) hanno usufruito di tale bonus (SDL) di 7 Euro/MWh nel 2015.

9 In seguito a sentenza TAR Lombardia del 14 febbraio 2014 sono stati reintegrati in graduatoria 66 MW che erano stati precedentemente esclusi dalla seconda asta (dopo la chiusura del periodo di presentazione delle offerte d'asta) perché appartenenti al periodo transitorio. Di conseguenza, tale capacità è stata sottratta al contingente 2015.

10 Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

11 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 l'incentivo si riduce a scalare all'aumentare della produzione.

Per i nuovi impianti realizzati a partire dal 2017 è previsto un incentivo del tipo feed-in premium (attraverso contratti per differenza – CfD), aggiudicati tramite aste competitive al ribasso.

È attualmente in fase di definizione la nuova legge (EEG 2016), che sarà applicabile dal 2017 e che contiene le regole di dettaglio sulla definizione del sistema ad aste al ribasso previste anche per i nuovi impianti eolici (le aste si dovrebbero svolgere già dal 2017) in sostituzione dell'attuale sistema FIT.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è del tipo feed-in tariff. L'incentivo per gli impianti esistenti è riconosciuto per 15 anni e viene aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali¹². Per i primi 10 anni di esercizio è la tariffa iniziale, dipendente dall'anno di stipula del contratto, ad essere aggiornata su base annua, mentre per i successivi 5 anni il valore da indicizzare è decrescente nel caso di ore di funzionamento annuo superiori a 2.400. Per il 2006 il valore della tariffa iniziale era di 82 Euro/MWh. Per definire il valore di partenza per i nuovi impianti negli anni successivi, tale tariffa viene ridotta del 2% rispetto all'anno precedente, a partire dal 2008, e viene aggiornata per tener conto dell'evoluzione degli indici citati. Il valore così determinato, per ogni impianto, viene quindi aggiornato annualmente, secondo il meccanismo sopra esposto. In seguito al ricorso al Consiglio di Stato contro il decreto del 2008 per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di stato, lo stesso decreto del 2008 è stato annullato il 28 maggio 2014 (in virtù della mancata notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ed è stato emesso un nuovo decreto il 17 giugno 2014, che riconferma lo stesso sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti). Tale decreto era stato precedentemente approvato in via definitiva da parte della Direzione generale per la concorrenza della commissione europea che ha giudicato il testo compatibile con la normativa vigente in materia di aiuti di Stato.

Legge per la transizione energetica

Quanto agli orientamenti per il futuro, la Legge per la transizione energetica è stata promulgata il 17 agosto 2015. La legge definisce gli obiettivi per la transizione energetica e, tra i punti qualificanti, prevede l'impegno a ridurre del 40% le emissioni di gas serra nel 2030 rispetto al 1990, la riduzione del 30% dei consumi di fonti fossili nel 2030 rispetto al 2012, l'aumento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali al 32% nel 2030 (al 40% per quanto riguarda la produzione di energia elettrica), la riduzione dei consumi finali del 50% rispetto al 2012, la riduzione della quota nucleare sulla produzione elettrica al 50% nel 2025 (rispetto all'attuale 75% circa).

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. In particolare, nel caso di Tchergera, in quanto parco esistente alla

¹² Gli indici considerati sono l'ICHTrevTS ("indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques") e il FMOA-BE0000 ("indice de prix de production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie").

data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Nel caso di Hrabrovo, in quanto impianto entrato in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno 2012, l'incentivo è riconosciuto per i primi 12 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 191 BGN/MWh (circa 97,7 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 173,1 BGN/MWh (circa 88,5 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo¹³.

In riferimento a tali tariffe inizialmente previste, nel mese di luglio 2015 sono state tuttavia introdotte delle soglie di funzionamento annue al di sopra delle quali la produzione viene acquistata a prezzo significativamente inferiore, anziché a FIT.

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.

Accesso alle reti di trasmissione e distribuzione e fee sui ricavi

Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. Il valore, basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti, applicabile a partire dal 13 marzo 2014 era pari a circa 1,3 Euro/MWh fino a luglio 2015 ed è stato poi aumentato a circa 3,7 Euro/MWh. È stata, inoltre, introdotta a partire da luglio 2015 una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Trading di elettricità

A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di "certificati verdi") è sul consumo finale di energia elettrica. Per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 1 "certificato verde" a partire dal 2018 e il prezzo unitario dei "certificati verdi" varia fra un cap (55 Euro/MWh in moneta 2010) e un floor (27 Euro/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, e indicizzati all'inflazione su base annua. I "certificati verdi" hanno validità annua e, in base alla normativa attualmente in vigore, sono riconosciuti sul valore minimo tra l'energia prevista e quella effettivamente prodotta. La Legge 23/2014, che emenda e recepisce la precedente ordinanza di Emergenza del marzo 2013, è stata, dopo alcune vicissitudini,

¹³ È stata inoltre introdotta un'ulteriore soglia di ore di funzionamento annuo, il cui valore dipende dalla produzione annua dell'impianto, al di sopra della quale viene riconosciuto il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica anziché la tariffa. Tale disposizione tuttavia non si applica a tutti gli impianti. Nel caso di LUKERG Renew, si applica solamente all'impianto di Hrabrovo (14 MW).

ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014¹⁴. La legge è stata approvata dalla Commissione Europea - DG Competition nel mese di maggio 2015.

La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione e in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è prevista la trattenuta di 1 "certificato verde" nel periodo 1° luglio 2013 - 31 marzo 2017. I "certificati verdi" trattenuti verranno via via "sbloccati" a partire dal 1° gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020, con modalità ancora da definire. Nel frattempo il Governo, su indicazioni dell'ANRE, ha portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2016 dal 17% previsto dalla precedente normativa al 12,15%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

Gli impianti eolici operativi dopo il 1° gennaio 2014 sono invece sottoposti alla decurtazione del numero di "certificati verdi" (c.d. overcompensation) come previsto dalla Decisione governativa che accoglie la decisione del Regolatore (ANRE). A seguito di quest'ultima, gli impianti in oggetto accedono a 1,5 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 0,75 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto a partire dal 2018.

L'impianto di Gebeleisis (70 MW,) accede al regime di incentivazione che prevede il riconoscimento di 2 "certificati verdi" fino al 2017, di cui uno trattenuto sino al 31 marzo 2017.

Nell'ottobre 2014 la Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione europea ha approvato lo schema di esenzione per le industrie elettro - intensive dall'obbligo di legge di acquisire "certificati verdi", e il relativo decreto è in vigore da gennaio 2015.

In seguito alle modifiche normative (negative per l'eolico), in particolare relativamente all'abbassamento delle quote d'obbligo, il mercato dei "certificati verdi" è in una situazione di eccesso di offerta e conseguentemente il prezzo è sceso al floor (pari a circa 29,4 Euro/MWh) e la liquidità del mercato spot si è drasticamente ridotta.

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. Sono previste quote d'obbligo annue e la nuova legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, firmata l'11 marzo 2015 dal Presidente polacco (emendata successivamente a dicembre 2015), ha introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 verrà dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" e azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. La quota d'obbligo annua è pari al 14% e 15% per il 2015 e 2016 rispettivamente (come legge precedente), mentre a partire dal 2017 tale valore verrà aumentato al 20%, con possibilità per il Ministero di revisione al ribasso su base annua. La cosiddetta Substitution Fee, alternativa all'acquisto di Certificati d'Origine per i soggetti obbligati, che costituisce di fatto un cap al prezzo dei CO, è stata fissata pari a 300,03 PLN/MWh e resterà costante in termini nominali per i prossimi anni. La nuova legge introduce anche un

¹⁴ Decreto 270/2014 di approvazione della Legge 23/2014, che approva l'Ordinanza di Emergenza 57/2013, che modifica e integra la Legge 220/2008 per il sistema di incentivazione dei "certificati verdi".

sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione degli incentivi sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è opzionale per gli impianti che hanno avuto accesso ai CO (per il residuo periodo di diritto all'incentivazione), mentre è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire luglio 2016 (inizialmente la legge prevedeva tale sistema di incentivazione da gennaio 2016, ma gli emendamenti di dicembre 2015 hanno posticipato l'adozione di sei mesi).

L'entrata in vigore del sistema ad asta con CfD è subordinata all'approvazione dello schema da parte della Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione Europea.

SINTESI DEI RISULTATI A VALORI CORRENTI DEL PERIODO

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

Si precisa che i valori economici comparativi del 2015 comprendono la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

Anno		1° trimestre	
		2016	2015
2015	RISULTATI ECONOMICI		
345	Ricavi della gestione caratteristica	145	118
254	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	117	95
(134)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(41)	(33)
120	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	75	62
95	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2	11
	PRINCIPALI DATI FINANZIARI ⁽²⁾		
1.827	Capitale investito netto	2.128	1.687
679	Patrimonio netto	711	669
1.148	Indebitamento finanziario netto totale	1.418	1.018
1.135	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	1.311	1.125
74%	EBITDA Margin % ⁽⁴⁾	81%	81%

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

(2) dati relativi al Consolidato ERG Renew. Nel 2015 sono esposti i valori adjusted che comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG di LUKERG Renew (società in joint venture con il Gruppo LUKOIL).

(3) al lordo delle disponibilità liquide

(4) rapporto del margine operativo lordo a valori correnti sui ricavi della gestione caratteristica

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

MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI

Anno 2015		1° trimestre	
		2016	2015
213	Italia	87	84
41	Estero	29	12
	di cui		
12	<i>Germania</i>	6	3
13	<i>Francia</i>	16	3
4	<i>Bulgaria</i>	2	2
8	<i>Romania</i>	3	3
4	<i>Polonia</i>	3	-
254	Totale	117	95

I ricavi consolidati registrati **nel primo trimestre 2016** sono significativamente superiori a quelli del primo trimestre 2015, principalmente grazie al forte incremento delle produzioni all'estero a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi eolici in Francia (187 MW), Germania (82 MW) e Polonia (82 MW), oltre che delle maggiori produzioni riscontrate in Italia (+14%) che hanno più che compensato la significativa riduzione dei prezzi complessivi di vendita nel paese (-9%). Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 36,3 Euro/MWh, in contrazione del 25% rispetto al valore di 48,3 Euro/MWh registrato nel primo trimestre 2015; tale valore corrisponde al prezzo di cessione all'Energy Management del Gruppo ERG, che riflette la formazione del prezzo sul mercato spot (IPEX). Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi"), è stato pari a 136,4 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 149,9 Euro/MWh del primo trimestre 2015. Tale decremento è legato al forte calo dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche, mentre il valore degli incentivi / "certificati verdi", pari a 100,1 Euro/MWh, è sostanzialmente in linea rispetto al valore di 101,6 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2015.

Si segnala infatti che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi / "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 avranno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo; alla luce della forte discesa del PUN nel 2016, ci si attende quindi un aumento del valore dell'incentivo nel prossimo esercizio.

Il ricavo medio unitario dei parchi esteri del primo trimestre 2016 è stato pari a circa 83,9 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 87,1 Euro/MWh registrato nell'esercizio precedente principalmente a seguito del sopra descritto mutamento del contesto tariffario e di mercato in Bulgaria, e per l'entrata in esercizio dei parchi eolici in Polonia, con ricavi medi unitari inferiori.

Il margine operativo lordo a valori correnti del primo trimestre 2016 è pari complessivamente a 117 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente, per le motivazioni sopra richiamate.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari all'81%, in linea rispetto al primo trimestre del 2015, attestandosi su un valore assoluto elevato, grazie alla maggiore redditività in Italia e nonostante l'aumento dell'incidenza delle produzioni all'estero. Tali produzioni presentano rispetto all'Italia prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori, ma queste ultime sono aumentate per il contributo delle recenti acquisizioni in Francia ed in Germania che non hanno comportato un correlato e corrispondente aumento dei costi operativi a livello di Gruppo.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2015		1° trimestre	
		2016	2015
1.087	Italia	1.094	1.087
	di cui		
239	Campania	247	239
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
420	Estero	626	254
	di cui		
86	Germania	168	86
128	Francia	252	64
82	Polonia	82	n.a.
54	Bulgaria	54	27
70	Romania	70	77
1.506	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.720	1.341

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 31 marzo 2016 è pari a 1.720 MW, in aumento di 379 MW rispetto al dato al 31 marzo 2015, a seguito dell'acquisto di 17 parchi eolici in Francia per ulteriori 187 MW e di 6 parchi eolici in Germania per 82 MW, nonché dello sviluppo da parte di ERG di parchi eolici per 82 MW in Polonia e delle variazioni avvenute a partire da fine dicembre 2015 in Bulgaria (+27 MW) e Romania (-7 MW) contestualmente all'operazione che ha portato allo scioglimento della joint venture con LUKOIL.

PRODUZIONI (GWh)

Anno 2015		1° trimestre	
		2016	2015
1.910	Italia	774	680
	di cui		
414	Campania	185	138
240	Calabria	81	75
472	Puglia	178	150
155	Molise	54	54
164	Basilicata	63	59
274	Sicilia	126	126
192	Sardegna	88	78
705	Estero	452	180
	di cui		
156	Germania	81	49
206	Francia	208	44
68	Polonia	63	n.a.
74	Bulgaria	46	26
201	Romania	54	62
2.614	Produzioni complessive parchi	1.226	860

Nel primo trimestre del 2016 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 1.226 GWh, in crescita rispetto al primo trimestre 2015 (860 GWh), con una produzione in aumento circa del 14% in Italia (da 680 GWh a 774 GWh) e in crescita del 151% all'estero (da 180 GWh a 452 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+94 GWh) è legato a condizioni anemologiche complessivamente superiori a quelle del 2015, in particolare in Campania, Puglia e Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 272 GWh è attribuibile principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia, Polonia e Germania, per circa complessivi 260 GWh oltre che alla generale crescita delle produzioni in quasi tutti i paesi a parità di potenza installata.

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 2015		1° trimestre	
		2016	2015
20%	Italia	32%	29%
	di cui		
20%	Campania	34%	27%
23%	Calabria	31%	29%
22%	Puglia	33%	28%
22%	Molise	31%	32%
21%	Basilicata	32%	31%
16%	Sicilia	29%	30%
20%	Sardegna	36%	32%
26%	Estero	33%	33%
	di cui		
21%	Germania	22%	26%
24%	Francia	38%	31%
37%	Polonia	35%	n.a.
31%	Bulgaria	39%	45%
30%	Romania	35%	37%
21%	Load factor ⁽¹⁾	33%	30%

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

Nel **primo trimestre del 2016** il load factor complessivo, pari al 33%, è risultato superiore a quello del 2015, con un load factor in aumento dal 29% al 32% in Italia, e complessivamente stabile al 33% all'estero, grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in Francia ed al contributo in Polonia.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

Anno 2015		1° trimestre	
		2016	2015
MERCATO ELETTRICO ITALIA (GWh) ⁽¹⁾			
315.234	Domanda	77.632	78.805
1.850	Consumo pompaggi	606	450
46.381	Import/Export	12.929	13.499
270.703	Produzione interna ⁽²⁾	65.309	65.756
	di cui		
180.871	Termoelettrica	46.175	45.058
44.751	Idroelettrica	7.907	9.592
45.081	Altre rinnovabili	11.227	11.106
PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)			
52,3	PUN ⁽³⁾	39,6	51,9

(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.

La domanda di energia elettrica¹⁵ del sistema elettrico nazionale nel primo trimestre 2016 è stata pari a 77,6 TWh, in diminuzione (-1,5%) rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2015. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel primo trimestre 2016 si è registrato un fabbisogno di circa 4,7 TWh, in contrazione (-6,6%) rispetto all'analogo periodo del 2015, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 10,9 TWh (-1,6%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 65,3 TWh, in diminuzione dello 0,7% rispetto al primo trimestre del 2015, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 12,9 TWh (-4,2% rispetto al primo trimestre 2015). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 71% da centrali termoelettriche e per il restante 29% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia un incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+2%) e un minor contributo delle fonti rinnovabili (-8%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-18%) e fotovoltaica (-11%), compensato parzialmente dalle maggiori produzioni delle altre fonti, in particolare eolica (+11%) e geotermica (+4%).

Il valore medio del PUN nel primo trimestre 2016 si è attestato a 39,6 Euro/MWh, in diminuzione del 23,7% rispetto al valore rilevato nel primo trimestre del 2015 (51,9 Euro/MWh).

¹⁵ Incluse le perdite rete e al netto dei consumi di energia elettrica per gli impianti di pompaggio.

Evoluzione del quadro normativo di riferimento

Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

L'articolo 23, comma 3bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 stabilisce che dal 1° gennaio 2015, sino all'entrata in operatività del raddoppio dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente: (i) le unità di produzione di energia elettrica in zona Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UESSE); (ii) l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico. In esecuzione a quanto disposto dal citato Decreto Legge, in data 24 ottobre 2014 l'Autorità ha pubblicato la deliberazione n. 521/2014/R/EEL, relativa a disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia, volta a regolare, fra gli altri aspetti, i criteri di offerta e remunerazione delle unità definite essenziali ai sensi del Decreto-Legge.

Nel mese di ottobre 2014 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 500/2014/R/EEL che, pur riguardando le unità essenziali in regime ordinario, chiarisce e aggiorna alcuni parametri del Costo Variabile Riconosciuto che hanno effetto anche sulle unità essenziali ex D.L. 91/2014. Infine, con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha approvato alcuni parametri rilevanti per il calcolo dei Costi di Generazione Riconosciuti delle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Il quadro regolatorio su descritto ha avuto un impatto significativo sui prezzi di vendita di ERG e in particolare sui mercati dell'energia a pronti nella zona di mercato in cui opera (zona Sicilia). Infatti, il vincolo di offerta su tali mercati a prezzi non superiori al proprio costo variabile riconosciuto delle unità di produzione identificate UESSE ai sensi del richiamato D.L. 91/2014, ha ridotto significativamente il differenziale di prezzo fra la zona Sicilia e il PUN con una marcata contrazione nel 2015 e nel primo trimestre 2016 rispetto ai valori registrati negli anni precedenti.

Occorre sottolineare, tuttavia, che l'abbattimento dei ricavi nei mercati a pronti (MGP, MI e MSD) per le ragioni su descritte è stato mitigato dal corrispettivo riconosciuto alle UESSE ex D.L. 91/2014 a reintegrazione dei costi di generazione variabili, operativi e di investimento, inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Il periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014 termina con l'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente e con il completamento dei lavori sulle opere ancillari in Sicilia. Dalle note pubblicate da Terna S.p.A. ai sensi del comma 4.7 della delibera AEEGSI n. 521/2014/R/EEL, l'entrata in operatività del citato elettrodotto è attualmente prevista entro il 30 giugno 2016.

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.

Premessa sui principali risultati del periodo

A partire dalla fine del 2015 il Gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **fonti programmabili**, gestite organizzativamente dalla business unit Power Generation. In particolare il Gruppo ERG opera:

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione nella neo costituita 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;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

Il Gruppo ERG ha dunque concluso un importante processo di evoluzione industriale, completando la trasformazione del preesistente portafoglio di asset termoelettrici in Sicilia, (che includeva anche l'impianto IGCC da 528 MW ceduto nel 2014 a LUKOIL contestualmente alla risoluzione anticipata della convenzione "CIP 6", in un portafoglio di asset differenziati per tecnologia, per area geografica e contraddistinto da elevata flessibilità, grazie all'acquisto avvenuto a fine 2015 del Nucleo Idroelettrico di Terni, le cui concessioni scadono nel 2029.

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 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
602	Ricavi della gestione caratteristica	152	160
115	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	48	22
(34)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(22)	(7)
81	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	26	15
9	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2	2
19%	EBITDA Margin %	32%	14%

(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

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
592	Ricavi della gestione caratteristica	122	160
107	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	27	22
(30)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(7)	(7)
78	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	20	15
9	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1	2
18%	EBITDA MARGIN %	22%	14%

(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 2016 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 695 GWh, in aumento rispetto al primo trimestre 2015 (614 GWh) che nel mese di marzo era stato interessato dall'inizio della manutenzione generale programmata del modulo 1 dell'impianto CCGT. I ricavi sono diminuiti sia a seguito di una riduzione delle quantità complessivamente vendute, che a seguito della riduzione generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e delle utilities. Si ricorda che in entrambi i periodi tale riduzione dei prezzi nel mercato della Sicilia è dovuta all'applicazione della normativa sulle Unità Essenziali che pone una soglia massima per il prezzo d'offerta corrispondente al costo variabile di produzione. La fornitura netta¹⁶ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 246 migliaia di tonnellate, è in aumento rispetto alle 208 migliaia di tonnellate del primo trimestre 2015. 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 a valori correnti del primo trimestre 2016 risultato pari a 27 milioni (in aumento di circa 5 milioni rispetto a quello registrato nello stesso periodo del 2015) nonostante la diminuzione dei prezzi di vendita, anche grazie alla significativa diminuzione del prezzo del gas e del conseguente incremento del margine (Spark spread).

Come riportato nella sezione relativa all'evoluzione del quadro normativo di riferimento, anche il primo trimestre 2016 è stato caratterizzato dalla contrazione dei prezzi sul mercato a pronti nella zona Sicilia in esito all'applicazione del D.L. n. 91/2014, ed ha comportato una riduzione dei margini sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sui servizi di dispacciamento (MSD). Tali riduzioni sono state più che mitigate dal corrispettivo a reintegro dei costi di generazione di spettanza della unità di produzione ERG Power, definita Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico ai sensi del suddetto D.L. n. 91/2014.

Il raggiungimento di risultati superiori allo scorso anno è ascrivibile inoltre al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Anche nel primo trimestre 2016, infatti, l'impianto ha continuato a beneficiare di elevata affidabilità ed efficienza, perseguite attraverso interventi mirati di investimento nonché tramite la prima manutenzione generale programmata effettuata tra marzo ed aprile 2015 su uno dei due moduli dell'impianto CCGT di ERG Power.

¹⁶ Si intende la cessione di vapore al sito industriale di Priolo Gargallo escluse le perdite di rete, al netto dei ritiri di vapore dai medesimi clienti

I risultati positivi riflettono inoltre l'efficacia della gestione dell'energia con l'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo.

Idroelettrico

RISULTATI ECONOMICI

Dicembre		1° trimestre	
2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
11	Ricavi della gestione caratteristica	30	-
8	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	21	-
(5)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(15)	-
3	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	6	-
0	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1	-
74%	EBITDA Margin %	70%	0%
84	Produzioni complessive impianti idroelettrici	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

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2016 è risultato pari a 21 milioni.

I ricavi, pari a 30 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 15 milioni, ai ricavi da "certificati verdi" e incentivi per 12 milioni, a ricavi da MSD per 2 milioni e ad altri ricavi per circa 1 milione.

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

I prezzi medi di vendita riflettono il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale grazie alla modulazione degli impianti, ed il valore dell'incentivo sostitutivo (ex "certificato verde"), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni e per un valore pari a circa 100 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (384 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei "certificati verdi", pari complessivamente a circa 77 Euro/MWh.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 70%, attestandosi su valori particolarmente elevati.

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 529, 530 e 130 metri s.l.m., con un incremento rispetto alla media storica corrispondente complessivamente a circa 50 GWh.

Il load factor consuntivo nel periodo è stato pari al 33% e risente della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo.

INVESTIMENTI

Nel primo trimestre 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali complessivamente per 4 milioni (13 milioni nell'analogo periodo del 2015) di cui 3,3 milioni relativi ad immobilizzi materiali (12 milioni nel primo trimestre 2015) e 0,7 milioni ad immobilizzi immateriali (1 milione nel primo trimestre). La ripartizione degli investimenti adjusted per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
95	Fonti Non Programmabili ⁽¹⁾	2	11
95	Eolico	2	11
9	Fonti Programmabili	2	2
9	Termoelettrico	1	2
-	Idroelettrico	1	-
2	Corporate	1	-
106	Totale	4	13

(1) gli investimenti adjusted delle Fonti Non Programmabili del primo trimestre 2015 includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del primo trimestre 2016 si riferiscono principalmente ad alcuni esborsi legati al completamento dei nuovi parchi eolici in Polonia per complessivi 40 MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew.

In particolare, il parco di Szydlowo, costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2MW, per 14 MW complessivi, è entrato in esercizio a fine dicembre 2015 e il parco di Slupia, il cui progetto è passato in corso d'anno da 12 a 13 aerogeneratori in seguito all'estensione delle autorizzazioni, equipaggiato con macchine Vestas V90 per una potenza complessiva di 26 MW, è stato completato a fine 2015 e avviato nei primi giorni del 2016.

Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Si segnala che il dato non include **due importanti acquisizioni** finalizzate nel periodo:

- 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 (e 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, per un totale di 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione, altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania e oltre 500 MW di proprietà di 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. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. Nel 2016 il Margine Operativo Lordo atteso sarà di circa 30 milioni di Euro;

- 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 circa 45 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno.

ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e completare la costruzione alla fine del primo trimestre 2017.

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Al 31 marzo 2016 l'operazione ha comportato un investimento di circa 13 milioni.

Fonti Programmabili

Gli investimenti del primo trimestre 2016 (1,5 milioni) si riferiscono principalmente ad ERG Power (0,9 milioni), che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Il dato include inoltre gli investimenti effettuati da ERG Hydro (0,6 milioni).

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 e industriale del Gruppo.

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

Data la rilevanza della partecipazione e 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 2015		1° trimestre	
		2016	2015
RISULTATI ECONOMICI			
144	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	30	22
(82)	Ammortamenti e svalutazioni	(18)	(20)
61	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	12	2
24	Risultato netto a valori correnti ⁽²⁾	5	(6)
65	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	11	11
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
530	Capitale investito netto	655	710
236	Patrimonio netto	224	254
294	Indebitamento finanziario netto totale	431	456

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa -21 milioni nel primo trimestre 2016 (-4 nel primo trimestre 2015), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa -0,2 milioni nel primo trimestre 2016 (+6 nel primo trimestre 2015)

(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 2.611 impianti (di cui 1.674 sociali e 937 convenzionati), rispetto ai 2.608 al 31 dicembre 2015. 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 a valori correnti del primo trimestre 2016 è pari a circa 30 milioni, in forte incremento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (22 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati risentono di uno scenario di mercato globalmente sfavorevole, contraddistinto da una domanda in lieve crescita rispetto al primo trimestre 2015 ma con dei margini di mercato in forte calo per effetto del significativo e progressivo rialzo dei prezzi delle commodity rispetto ai minimi di inizio anno. Tali effetti sono stati solo in parte mitigati dalle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società e dal processo di ristrutturazione della rete carburanti.

Nel settore Extra Rete il risultato economico del periodo è risultato in aumento, mentre in quello delle Specialties il risultato è in lieve flessione rispetto al primo trimestre 2015.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati del primo trimestre 2016 sono stati superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente beneficiando anche delle maggiori lavorazioni rispetto al 2015 (423 migliaia di tonnellate rispetto alle 387 migliaia di tonnellate del primo trimestre 2015) e di margini unitari di contribuzione superiori a quelli registrati nel primo trimestre 2015.

La trasformazione della Raffineria di Roma in polo logistico è stata ormai completata ed il conseguente raggiungimento della configurazione target sta consentendo di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 marzo 2016 risulta pari a 431 milioni, in aumento rispetto ai 294 milioni al 31 dicembre 2015 a seguito di fenomeni puntuali legati alle dinamiche del circolante .

Si ricorda infine che il 3 novembre 2015 TotalErg ha sottoscritto un contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri. Il finanziamento, 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. Il finanziamento sostituisce il "Term Loan and Multicurrency Revolving Credit Facility Agreement" di 900 milioni, la cui scadenza era prevista il 4 agosto 2016, e consente a TotalErg di essere finanziariamente autonoma per la gestione operativa e per l'attività di sviluppo ricorrente.

Investimenti TotalErg

Nel primo trimestre del 2016 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 11 milioni, in linea rispetto all'analogo periodo del 2015 (11 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 69%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento e automazione di punti vendita esistenti, ecc), e per 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.



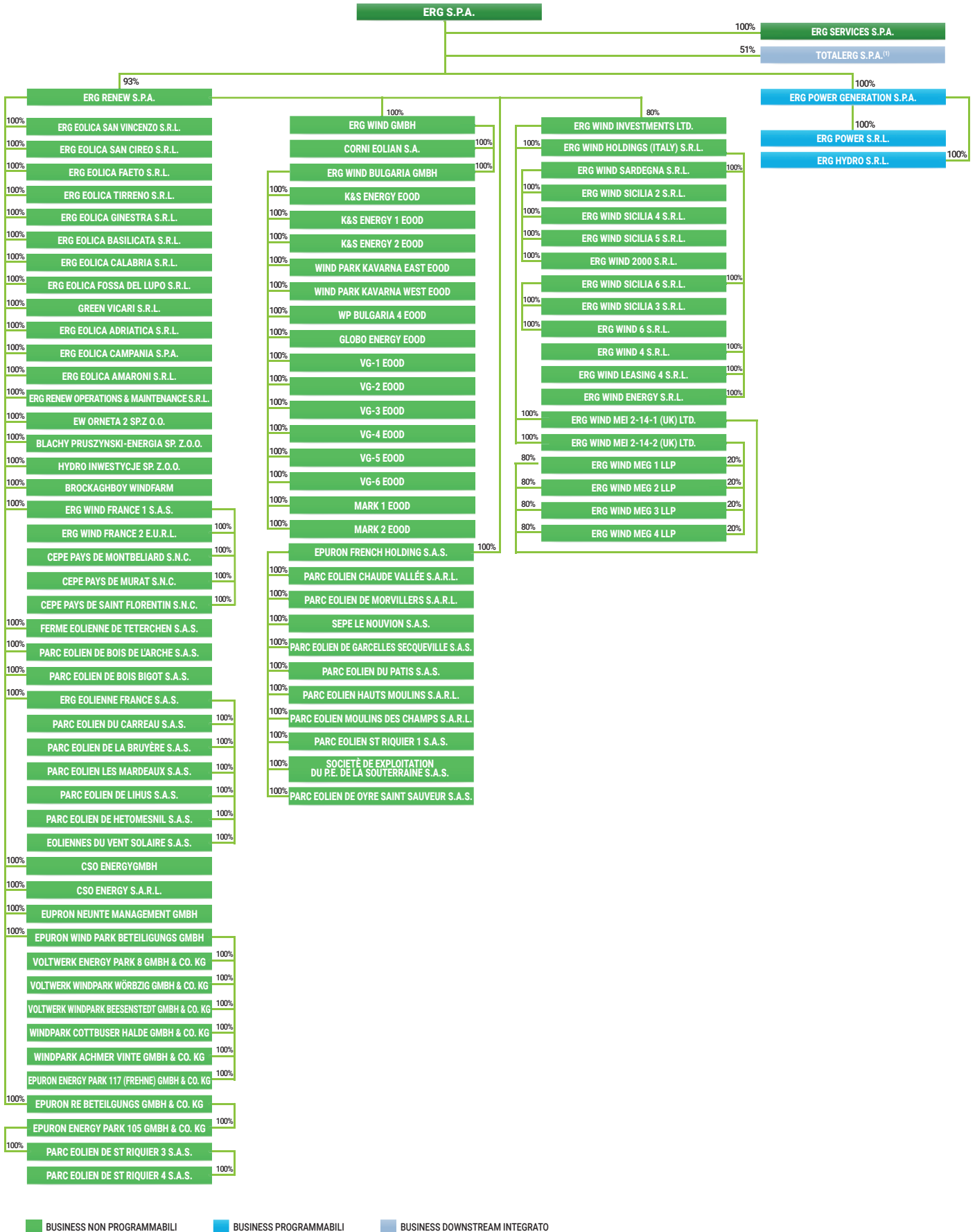
PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 31 marzo 2016.

Rispetto al 31 dicembre 2015 si segnala:

- acquisizione da Impax Asset Management Group di tredici società di diritto francese e di dieci società di diritto tedesco, e di due società, la CSO Energy Sarl di diritto francese e la CSO Energy GmbH di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia;
- acquisizione da TCI Renewables ("TCI") del 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd.



(1) Società valutata col metodo del patrimonio netto

RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali di seguito esposti includono le 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 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
920,3	Ricavi della gestione caratteristica	295,4	267,3
16,3	Altri ricavi e proventi	3,2	1,7
936,6	RICAVI TOTALI	298,5	269,0
(412,6)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(73,3)	(118,6)
(157,5)	Costi per servizi e altri costi operativi	(48,9)	(31,7)
(58,2)	Costi del lavoro	(14,6)	(12,6)
308,3	MARGINE OPERATIVO LORDO	161,8	106,1
(163,0)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(64,1)	(38,7)
145,2	Risultato operativo netto	97,7	67,4
(54,8)	Proventi (oneri) finanziari netti	(20,7)	(13,4)
(54,2)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(5,5)	1,6
36,2	Risultato prima delle imposte	71,5	55,7
(12,6)	Imposte sul reddito	(20,6)	(15,3)
23,7	Risultato d'esercizio	50,9	40,4
(3,1)	Risultato di azionisti terzi	(3,1)	(2,5)
20,6	Risultato netto di Gruppo	47,8	37,9
35%	Tax rate	29%	27%

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi nel primo trimestre 2016 sono pari a 295 milioni rispetto ai 267 milioni del primo trimestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento dei ricavi **del settore Eolico** legato prevalentemente al mutato perimetro di riferimento grazie all'incremento della capacità eolica installata in Francia, Germania e Polonia. Si precisa che i ricavi del 2015 qui esposti non comprendono il contributo dei parchi eolici in Romania e Bulgaria, consolidate integralmente dal 1° gennaio 2016.
- il decremento dei ricavi **del settore Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita;
- il contributo **del settore Idroelettrico** acquisito a dicembre 2015

Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente gli affitti attivi, i rimborsi assicurativi, le plusvalenze da alienazione, gli indennizzi e i recuperi di spese.

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 2016 sono pari a 73 milioni: -46 milioni rispetto al primo trimestre 2015 principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di gas.

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, per consulenze (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente al costo del lavoro, agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi e oneri e alle imposte diverse da quelle sul reddito.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico e all'impianto CCGT e risultano significativamente superiori rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2015 in conseguenza della già commentata variazione di perimetro.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo trimestre 2016 sono pari a 21 milioni, rispetto ai 13 milioni registrati nel primo trimestre 2015. L'incremento è imputabile principalmente ai maggiori interessi passivi a medio lungo termine e ai minori proventi relativi alla liquidità gestita in conseguenza del maggiore indebitamento medio del periodo in confronto con il corrispondente trimestre dell'anno precedente.

Nel dettaglio la voce include principalmente proventi finanziari netti a breve termine per circa 1 milione di euro (3 milioni di Euro nel 2015) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 20 milioni di Euro (16 milioni di Euro nel 2015); i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi. Si evidenzia inoltre che il primo trimestre 2016 include oneri non ricorrenti per circa 1 milione di Euro afferenti il refinancing della Tranche A dell'acquisition loan di ERG Hydro.



Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel primo trimestre 2016 riflette i risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. (-5,5 milioni) mentre il dato comparativo dell'analogo periodo del 2015 include oltre ai risultati di TotalErg S.p.A. (0,7 milioni di euro) anche i risultati di LUKERG Renew GmbH (0,9 milioni) valutata con il metodo del patrimonio netto.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo trimestre 2016 sono pari a 21 milioni (15 milioni nello stesso periodo del 2015).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 29% (27% nel primo trimestre 2015).

Il tax rate a valori correnti, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 26% (29% nel primo trimestre 2015).

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

31/03/2015	(Milioni di Euro)	31/03/2016	31/12/2015
2.102,2	Capitale immobilizzato	3.508,7	3.223,9
210,4	Capitale circolante operativo netto	294,2	202,1
(4,3)	Trattamento di fine rapporto	(5,9)	(5,5)
343,8	Altre attività	375,3	324,7
(637,0)	Altre passività	(718,3)	(621,1)
2.015,1	Capitale investito netto	3.454,0	3.124,2
1.708,1	Patrimonio netto di Gruppo	1.660,1	1.626,0
49,7	Patrimonio netto di terzi	52,6	50,3
257,3	Indebitamento finanziario netto	1.741,4	1.447,9
2.015,1	Mezzi propri e debiti finanziari	3.454,0	3.124,2
13%	Leva finanziaria	50%	46%

Al 31 marzo 2016 il capitale investito netto ammonta a 3.454 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2015.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) e il capitale investito netto, è pari al 50% (46% al 31 dicembre 2015). L'incremento della leva finanziaria riflette anche gli effetti dell'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi.

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione in aumento è principalmente riconducibile all'effetto delle acquisizioni dei parchi eolici francesi e tedeschi, in parte compensato dagli ammortamenti del periodo.

Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti principalmente per "certificati verdi", 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, 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 e i relativi valori fiscali (principalmente concessioni, cespiti e magazzino), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi e oneri.

Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2015	(Milioni di Euro)	31/03/2016	31/12/2015
1.329,4	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.076,2	1.987,8
(1.072,1)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(334,8)	(540,0)
257,3	Totale	1.741,4	1.447,9

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2015	(Milioni di Euro)	31/03/2016	31/12/2015
13,6	Debiti verso banche a medio-lungo termine	593,1	694,6
(13,6)	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
191,5	Debiti finanziari a medio-lungo termine	181,7	153,4
191,5	Totale	774,8	848,0
1.302,5	Totale Project Financing	1.460,9	1.284,6
(164,7)	Quota corrente Project Financing	(159,5)	(144,7)
1.137,8	Project Financing a medio-lungo termine	1.301,4	1.139,9
1.329,4	TOTALE	2.076,2	1.987,8

I debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 182 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015). I debiti verso banche a medio-lungo termine sono relativi al finanziamento bancario erogato a ERG S.p.A., funzionale all'acquisizione di ERG Hydro S.r.l, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali.

Nel corso del trimestre è stato effettuato un rimborso parziale del finanziamento bancario erogato a ERG S.p.A. per un importo pari a 350 milioni e sono stati erogati due nuovi finanziamenti bancari per un importo pari a 250 milioni. Al 31 marzo 2016 i finanziamenti ammontano a 593 milioni.

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" sono relativi a:

- finanziamenti per 1.135 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 563 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 94 milioni di Euro;
- finanziamenti per 150 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 tra il fair value positivo 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

31/03/2015	(Milioni di Euro)	31/03/2016	31/12/2015
39,9	Debiti verso banche a breve termine	94,1	110,0
13,6	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
12,9	Altri debiti finanziari a breve termine	9,1	68,7
66,4	Passività finanziarie a breve termine	103,1	178,7
(1.057,7)	Disponibilità liquide	(333,8)	(627,0)
(32,9)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(26,8)	(92,9)
(1.090,6)	Attività finanziarie a breve termine	(360,6)	(719,8)
164,7	Project Financing a breve termine	159,5	144,7
(212,6)	Disponibilità liquide	(236,9)	(143,6)
(47,9)	Project Financing	(77,4)	1,1
(1.072,1)	TOTALE	(334,8)	(540,0)

Gli altri debiti finanziari includono principalmente passività legate al fair value dei derivati e a debiti per acquisti partecipazioni.

L'importo delle disponibilità liquide è sostanzialmente diminuito nel corso del trimestre a seguito del parziale rimborso anticipato del finanziamento Corporate e delle acquisizioni del periodo.

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 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO			
207,2	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	145,4	81,0
(125,5)	Pagamento di imposte sul reddito	-	-
29,2	Variazione circolante operativo netto	(90,9)	(21,2)
81,2	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(19,9)	32,8
192,1	Totale	34,7	92,7
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO			
(113,2)	Investimenti netti in immobil. materiali e immateriali	(8,2)	(12,1)
(1,4)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	0,8	0,5
(0,5)	Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	-	-
(115,1)	Totale	(7,4)	(11,6)
FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO			
(71,4)	Dividendi distribuiti	-	-
5,2	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	(14,5)	(1,4)
(66,2)	Totale	(14,5)	(1,4)
(1.128,6)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(306,3)	(6,9)
(1.117,8)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(293,5)	72,8
330,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.447,9	330,1
1.117,8	VARIAZIONE DEL PERIODO	293,5	(72,8)
1.447,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.741,4	257,3

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

(2) la variazione dell'area di consolidamento nel primo trimestre 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 1.741 milioni, in aumento di 294 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (293 milioni) nonché l'investimento iniziale per l'ingresso nel Regno Unito (13 milioni). Il flusso di cassa operativo ha parzialmente compensato gli effetti derivanti da tale variazione dell'area di consolidamento, nonostante una dinamica negativa del capitale circolante nel periodo (-91 milioni), in parte legata al cambio di normativa sui "certificati verdi" e al regime delle Unità Essenziali, prevista in assorbimento entro la fine dell'anno.

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

CONSOLIDAMENTO SOCIETÀ GRUPPO IMPAX

In data 2 febbraio 2016 ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. Nel perimetro dell'operazione sono incluse anche due società, una di diritto francese e una di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale, attraverso un team composto da ventotto professionisti, ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione e altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania). 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. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. ERG ha riconosciuto al venditore un corrispettivo per l'equity di **56,3** milioni di Euro oltre ad essere subentrata in finanziamenti soci per 79,2 milioni per un totale esborso di circa 135 milioni.

In occasione del presente Resoconto si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation in base alle informazioni disponibili: coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 e in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione del documento tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti. Maggiori dettagli, inclusivi di eventuali aggiornamenti relativi all'attribuzione dei plusvalori, e i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2016.

Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

Di seguito è indicato il percorso metodologico utilizzato per il primo consolidamento delle società acquisite così come richiesto dai principi contabili di riferimento.

L'acquisizione è stata rilevata in base alle disposizioni dell'IFRS 3 sulle aggregazioni di imprese; in base a tale principio ai fini di una corretta contabilizzazione dell'operazione è necessario:

- determinare il costo complessivo dell'acquisizione;
- determinare il fair value della attività e passività acquisite;
- allocare, alla data di acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite e alle passività assunte, incluse quelle non rilevate precedentemente all'acquisto;
- rilevare l'eventuale avviamento acquisito nell'aggregazione.

Nella determinazione del fair value delle attività e passività acquisite, le principali differenze individuate si riferiscono alla valutazione delle attività immobilizzate e in particolare dei contratti e delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica a tariffa incentivata per i parchi eolici in esercizio. La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento.

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2016) e la data di chiusura del trimestre le società acquisite hanno contribuito al margine operativo lordo del Gruppo ERG per circa 12 milioni di Euro.

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo è stimato pari a 293 milioni e si riferisce al corrispettivo di acquisizione (56 milioni), al corrispettivo per il subentro nei finanziamenti soci in essere (79,2 milioni) e ai Project Financing al netto della cassa disponibile e delle passività del fair value dei derivati (157 milioni).

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a **valori correnti** con l'esclusione delle poste non caratteristiche.

I risultati a valori correnti 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 a valori correnti adjusted.

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹⁷ 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 e ancora presenti a fine periodo.

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

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

¹⁷ 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 a valori correnti

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
308,3	Margine operativo lordo	161,8	106,1
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
	Corporate		
1,3	- Oneri accessori operazioni straordinarie	-	-
11,2	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
2,6	- Svalutazione certificati ambientali	-	-
-	- Proventi e oneri relativi ad anni precedenti	-	-
1,7	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
	Fonti Programmabili		
1,7	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
5,2	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
	Fonti Non Programmabili		
6,3	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,8	0,2
338,1	Margine operativo lordo a valori correnti	162,6	106,3
11,9	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	4,9
350,0	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	162,6	111,2

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
(163,0)	Ammortamenti a valori correnti	(64,1)	(38,7)
7,8	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	(2,0)
(170,9)	Ammortamenti a valori correnti adjusted	(64,1)	(40,7)

RISULTATO OPERATIVO NETTO

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
175,1	Risultato operativo netto a valori correnti	98,5	67,6
4,1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	3,0
179,1	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	98,5	70,6


RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2016	2015
20,6	Risultato netto di Gruppo	47,8	37,9
21,9	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	7,9	(1,4)
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
0,5	Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia	-	-
(2,9)	Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite	-	-
13,1	Esclusione oneri accessori acquisizione ERG Hydro	-	-
1,9	Esclusione svalutazione certificati ambientali	-	-
1,6	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	0,1	(2,4)
-	Esclusione contributi e altri proventi (oneri) anni precedenti	-	0,1
-	Esclusione effetto prepayment finanziamento Corporate	0,9	-
(8,4)	Esclusione impatto adeguamento imposte	-	-
6,4	Esclusione oneri accessori operazioni straordinarie	0,7	-
2,5	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	-	-
0,3	Esclusione proventi straordinari scioglimento joint venture LUKERG	-	-
0,9	Esclusione accantonamento rischi partecipazioni	-	-
38,0	Esclusione oneri finanziari su opzione minorities	-	-
96,3	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	57,5	34,2

(1) nel 2015 corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti adjusted

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

In data **6 aprile 2016** ERG ha ceduto a UniCredit S.p.A. l'intera partecipazione posseduta in I-Faber S.p.A. (23%) per un controvalore di 4,2 milioni di Euro, in linea con il valore di iscrizione nel Bilancio di ERG S.p.A.

In data **13 aprile 2016** ERG ha esercitato l'opzione call sul rimanente 20% del capitale della società ERG Wind Investments Ltd. (società già denominata IP Maestrale Investments Ltd. acquisita da International Power Consolidated Holdings all'80%), così come previsto dagli accordi sottoscritti con International Power Consolidated Holdings Ltd. nel 2012.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2016:

Fonti Non Programmabili

ERG Renew prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale, grazie alla quale già a inizio 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 onshore in Europa.

L'anno 2016 beneficerà in particolare del pieno contributo dei tre nuovi parchi eolici di cui è stata ultimata la costruzione in Polonia per una potenza installata complessiva di 82 MW (la cui realizzazione è stata progressivamente completata da ERG nel corso del 2015), nonché dell'acquisizione a luglio 2015 di altri sei parchi in Francia per una potenza di 63 MW e dell'incremento della potenza installata di 20 MW in Bulgaria e Romania, (a seguito dello scioglimento da fine 2015 della joint venture LUKERG Renew).

Si ricorda inoltre l'acquisto avvenuto a inizio 2016 di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW) con una potenza installata complessiva di 206 MW, che consentirà di incrementare ulteriormente la presenza in questi paesi che considerano le rinnovabili essenziali per la loro politica energetica, nonché l'acquisizione di due società specializzate in attività di asset management che contribuiranno sia all'ottenimento di sinergie che allo sviluppo della presenza di ERG come operatore industriale nei due paesi. Tali assets saranno consolidati a partire dal 1° gennaio 2016.

Proseguono infine le attività volte ad un'ulteriore crescita della società, attraverso la valutazione di nuove opportunità di investimento, in particolare all'estero e che vedranno nel 2016 la società impegnata nella realizzazione di un nuovo impianto, per circa 45 MW, in Irlanda del Nord (UK).

I risultati del 2016, a livello di margine operativo lordo, sono previsti quindi in significativa crescita grazie al contributo dei nuovi impianti, anche se risentiranno dell'impatto di prezzi dell'energia attesi in significativa diminuzione rispetto al 2015. Tale impatto, nel 2016, risentirà anche del nuovo meccanismo di valorizzazione dell'incentivo in Italia, che lega quest'ultimo al valore di PUN consuntivo registrato nell'anno precedente (2015).

Fonti Programmabili

Il Gruppo ERG ha finalizzato un'operazione di grande rilevanza strategica, che consente di diversificare le fonti di produzione entrando nel settore idroelettrico con una dimensione di rilievo, coerentemente con la strategia di crescita nelle rinnovabili attraverso investimenti in asset di alta qualità.

Grazie a questa diversificazione, i risultati del 2016 delle fonti programmabili sono attesi complessivamente in crescita rispetto al 2015.

- **Idroelettrico:** a seguito dell'operazione finalizzata il 30 novembre 2015, ERG Power Generation ha acquisito l'intero business idroelettrico di E.On Produzione, composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW; l'apporto della neocostituita ERG Hydro permetterà di incrementare significativamente i risultati economici e la generazione di cassa, mentre il considerevole aumento del portafoglio di generazione consentirà di migliorare i risultati anche grazie alla maggiore attività di energy management.
- **Termoelettrico:** per quel che riguarda l'impianto di ERG Power si prevedono risultati in riduzione a partire dall'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi, attualmente prevista da Terna entro il 30 giugno 2016. Tuttavia, fino a tale data, si prevedono risultati soddisfacenti e in linea con il 2015. Inoltre, la flessibilità ed efficienza dell'impianto CCGT di ERG Power, i contratti di fornitura di lungo termine e le azioni di copertura del margine di generazione consentiranno di mantenere una redditività superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

Nel complesso per l'esercizio 2016 si attende un margine operativo lordo di circa 440 milioni di Euro in linea con le indicazioni date alla Comunità Finanziaria in occasione della Presentazione del Piano 2015-2018 (350 milioni nel 2015).

Rischi e incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime e alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, 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, 12 maggio 2016

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, 12 maggio 2016

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

