



RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE
AL 30 GIUGNO 2016



INDICE

1 RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

Organi societari	4
Premessa	5
Profilo del Gruppo.....	7
ERG in Borsa.....	9
Sintesi dei risultati	10
Sintesi dei risultati per settore.....	11
Vendite	12
Commento ai risultati del semestre.....	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre ..	15
Quadro normativo di riferimento:	
principali novità.....	17
Settori di attività.....	23
Fonti Non Programmabili	23
Fonti Programmabili	33
Prospetti contabili	43
Area di consolidamento integrale e aree di business.....	43
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	45
Indicatori alternativi di performance.....	52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre	55
Evoluzione prevedibile della gestione.....	56

2 BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Situazione Patrimoniale-Finanziaria.....	59
Conto Economico.....	60
Altre componenti di Conto Economico complessivo	61
Rendiconto Finanziario	62
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	63
Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.....	64
Elenco società del Gruppo	70
Analisi della situazione patrimoniale-finanziaria	89
Analisi del Conto Economico.....	119
Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.....	134
Relazione di revisione limitata della Società di Revisione.....	135



Relazione Finanziaria
semestrale



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 ⁽³⁾
(indipendente)

MARA ANNA RITA CAVERNI ⁽⁴⁾
(indipendente)

ALESSANDRO CHIEFFI ⁽⁴⁾
(indipendente)

BARBARA COMINELLI ⁽⁴⁾
(indipendente)

MARCO COSTAGUTA
(non esecutivo)

LUIGI FERRARIS ⁽⁴⁾
(indipendente)

PAOLO FRANCESCO LANZONI ⁽³⁾
(indipendente)

SILVIA MERLO ⁽⁴⁾
(indipendente)

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

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2016, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stata predisposta in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi" e, per quanto riguarda i criteri di iscrizione e di valutazione, secondo quanto indicato dai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi anche tutti i principi internazionali oggetto di interpretazione (International Financial Reporting Standards – IFRS) e le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e del precedente Standing Interpretations Committee (SIC).

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stato sottoposto a revisione contabile limitata da parte della società Deloitte & Touche S.p.A. secondo le modalità previste dalla normativa CONSOB; i risultati di tale attività saranno resi pubblici appena disponibili.

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 e degli utili (perdite) su magazzino².

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.

² Il contributo ad equity di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche.



VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS

Si precisa che il confronto con i risultati del primo semestre 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 Ornetà 2 (42 MW) nel mese di luglio 2015;
- avvio dei parchi eolici di Hydro Inwestycje e Blachy Pruszyński in Polonia (40 MW) ad inizio 2016;
- acquisizione del nucleo idroelettrico integrato di Terni (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 nel 2016 un profondo processo di trasformazione da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sia non programmabili (eolica) che programmabili (termoelettrica e idroelettrica), espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza in particolare nel mercato eolico francese e tedesco.

Oggi nel mercato eolico il Gruppo ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano in Europa, è tra i primi operatori attivi nella produzione di energia elettrica da fonte idrica in Italia, è attivo nella produzione termoelettrica ad alta efficienza e basso impatto ambientale 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 30 giugno 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 operativi e 47,5 MW in costruzione), 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), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017.

ERG, attraverso la società ERG Renew O&M, svolge inoltre attività di Operation & Maintenance sui propri impianti eolici italiani e su parte degli impianti in Francia e Germania.

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 fino al 27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti³. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e altre utilities;

³ Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo Termoelettrico.

- **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, oltre alle 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 e i cui risultati sono inclusi con il metodo del patrimonio netto.

STRUTTURA DEL GRUPPO AL 30/06/2016



(1) ERG detiene il 5% di azioni proprie

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

ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2016 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 10,24 Euro, in diminuzione (-17,9%) rispetto a quella della fine dell'anno 2015, a fronte di una discesa nello stesso periodo del FTSE All Share (-23,5%), del FTSE Mid Cap (-16,8%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-3,6%). La diminuzione del valore è legata anche alla distribuzione del dividendo di 1,00 Euro per azione, pagato a maggio 2016, che includeva una componente non ricorrente pari a 0,50 Euro per azione. Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 9,495 Euro (27 giugno) ed un massimo di 12,45 Euro (4 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno:

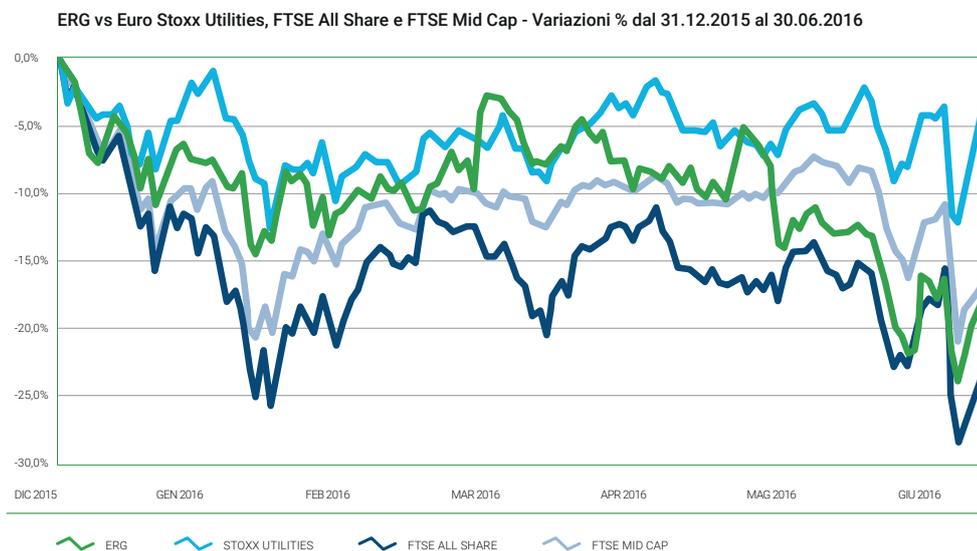
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.06.2016	10,24
Prezzo massimo (04.01.2016) ⁽¹⁾	12,45
Prezzo minimo (27.06.2016) ⁽¹⁾	9,50
Prezzo medio	11,23

⁽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 (23.03.2016)	932.125
Volume minimo (03.06.2016)	85.806
Volume medio	307.926

La capitalizzazione di borsa al 30 giugno 2016 ammonta a circa 1.539 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° semestre	
		2016	2015
PRINCIPALI DATI ECONOMICI			
944	Ricavi	530	497
350	Margine operativo lordo a valori correnti	273	198
179	Risultato operativo netto a valori correnti	145	116
24	Risultato netto	76	74
21	di cui Risultato netto di Gruppo	73	70
96	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	74	57
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
3.124	Capitale investito netto	3.433	2.136
1.676	Patrimonio netto	1.593	1.734
1.448	Indebitamento finanziario netto totale	1.840	402
1.285	di cui Project Financing non recourse ⁽²⁾	1.285	1.197
46%	Leva finanziaria	54%	19%
37%	EBITDA Margin%	52%	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	2.048
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.632	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	1.293
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
84	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	751
10.113	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	4.989
106	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	19
666	Dipendenti a fine periodo	Unità	722
INDICATORI DI MERCATO			
52,3	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	Euro/MWh	37,1
100,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	Euro/MWh	100,1
57,5	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	41,9
57,9	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	40,0
147,8	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	135,6
96,2	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	Euro/MWh	91,7
90,4	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	Euro/MWh	88,6
80,3	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,7
37,1	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	33,1
26,0	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	16,6
29,7	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	27,6
29,5	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,5

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 Gebeleis 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° semestre	
		2016	2015
	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA		
345	Fonti Non Programmabili	244	199
345	Eolico	244	199
602	Fonti Programmabili	288	302
592	Termoelettrico ⁽¹⁾	228	302
11	Idroelettrico	61	-
22	Corporate	16	11
(25)	Ricavi infrasettori	(18)	(15)
944	Totale ricavi della gestione caratteristica	530	497
	MARGINE OPERATIVO LORDO		
254	Fonti Non Programmabili	187	157
254	Eolico	187	157
115	Fonti Programmabili	93	52
107	Termoelettrico ⁽¹⁾	52	52
8	Idroelettrico	41	-
(19)	Corporate	(6)	(11)
350	Margine operativo lordo a valori correnti	273	198
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(134)	Fonti Non Programmabili	(83)	(66)
(134)	Eolico	(83)	(66)
(34)	Fonti Programmabili	(44)	(15)
(30)	Termoelettrico	(15)	(15)
(5)	Idroelettrico	(29)	-
(3)	Corporate	(1)	(1)
(171)	Ammortamenti a valori correnti	(129)	(81)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO		
120	Fonti Non Programmabili	104	91
120	Eolico	104	91
81	Fonti Programmabili	48	37
78	Termoelettrico ⁽¹⁾	37	37
3	Idroelettrico	12	-
(22)	Corporate	(7)	(12)
179	Risultato operativo netto a valori correnti	145	116
	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI		
95	Fonti Non Programmabili	13	48
95	Eolico	13	48
9	Fonti Programmabili	5	3
9	Termoelettrico	4	3
0	Idroelettrico	1	-
2	Corporate	1	1
106	Totale investimenti	19	52

(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 semestre 2016, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 6,0 TWh (5,0 TWh nell'analogo periodo del 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 4,1 TWh, di cui circa 0,7 TWh all'estero e 3,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,2% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% nel primo semestre 2015). La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁴ seguente:

Anno	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° semestre	
		2016	2015
1.910	ERG Renew - produzione eolica Italia	1.343	1.181
705	ERG Renew - produzione eolica Estero	705	301
2.632	ERG Power Generation - produzione termoelettrica	1.293	1.211
84	ERG Power Generation - produzione idroelettrica	751	-
4.782	ERG Power Generation - acquisti	1.867	2.296
10.113	Totale	5.960	4.989

Anno	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° semestre	
		2016	2015
535	Energia elettrica venduta a clienti sito Priolo	263	253
2.015	Energia elettrica venduta a IREN	1.004	999
7.563	Energia elettrica venduta Wholesale	4.692	3.737
6.858	- di cui Italia	3.987	3.436
705	- di cui Estero	705	301
10.113	Totale	5.960	4.989

Nel corso del primo semestre 2016 sono state inoltre effettuate vendite di vapore⁵ per 452 migliaia di tonnellate (388 migliaia di tonnellate nel primo semestre 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 risk policy di Gruppo.

⁴ 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.

⁵ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

Nel primo semestre 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 530 milioni, in aumento rispetto ai 497 milioni del primo semestre 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. Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 273 milioni, superiore rispetto ai 198 milioni registrati nel primo semestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili: margine operativo lordo pari a 187 milioni, in forte crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (157 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 in particolare in Italia, che hanno più che compensato l'impatto dei minori prezzi medi di vendita.

Fonti Programmabili: margine operativo lordo di 93 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (52 milioni) a seguito del contributo fornito dall'acquisito nucleo idroelettrico che ha contribuito al risultato per 41 milioni nonostante la scarsa idraulicità riscontrata nel periodo; il risultato del termoelettrico, pari a 52 milioni, è in linea con lo scorso esercizio grazie alla elevata efficienza degli impianti, all'incremento degli spark spread e ai risultati delle attività di Energy Management a copertura del margine di generazione. Si ricorda che fino al 27 maggio 2016 l'impianto CCGT di ERG Power è stato assoggettato alla normativa vigente in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 145 milioni (116 milioni nel primo semestre 2015) dopo ammortamenti per 129 milioni (81 milioni nel primo semestre 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 74 milioni, in incremento rispetto al risultato di 57 milioni del primo semestre 2015, principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi oltreché del migliore contributo ad equity della partecipazione TotalErg e nonostante i maggiori oneri finanziari del periodo conseguenti alle nuove acquisizioni.

Il **risultato netto di Gruppo**⁶ è stato pari a 73 milioni (70 milioni del primo semestre 2015).

Nel primo semestre 2016 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 19 milioni (52 milioni nel primo semestre 2015) di cui

⁶ Include utili (perdite) su magazzino per 6 milioni (+12 nel 2015) e poste non caratteristiche per -8 milioni (+1 nel 2015). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".



il 68% nel settore Non Programmabili (92% nel primo semestre 2015), il 27% nel settore Programmabili (7% nel primo semestre 2015). Si precisa che tale valore non comprende il valore delle acquisizioni nell'eolico per 306 milioni nel primo semestre 2016.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.840 milioni, in aumento di 392 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (293 milioni), la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché gli investimenti del periodo (19 milioni) principalmente legati all'ingresso nel Regno Unito (13 milioni). Il flusso di cassa operativo (84 milioni) ha parzialmente compensato tali effetti, nonostante una dinamica negativa del capitale circolante (-110 milioni) legata alle tempistiche di incasso della tariffa incentivante in Italia e al regime delle Unità Essenziali, prevista in parziale assorbimento entro la fine dell'anno.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

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 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.

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 con-

tea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 47,5 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 ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e la costruzione sarà completata, coerentemente con la tempistica di connessione alla rete di distribuzione, fra il primo ed il terzo trimestre del 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'accredito 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 e di ottimizzare la creazione di valore.

06
aprile
2016

ERG S.p.A. ha ceduto a UniCredit S.p.A. l'intera partecipazione detenuta in I-Faber S.p.A. (23%), società consolidata con il metodo del patrimonio netto, per un controvalore pari a 4,2 milioni, in linea con il valore di iscrizione nel Bilancio di ERG S.p.A.

13
aprile
2016

ERG Renew S.p.A. ha esercitato l'opzione call sul rimanente 20% del capitale della società ERG Wind Investments Ltd. per un controvalore di 7,4 milioni di Euro (società già denominata IP Maestrone Investments Ltd., acquisita da International Power Consolidated Holdings all'80%), così come previsto dagli accordi sottoscritti con International Power Consolidated Holdings Ltd. nel 2012.

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: PRINCIPALI NOVITÀ

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del primo semestre 2016.

GENERALE

Accordo di Parigi sui cambiamenti Climatici

Lo scorso 11 aprile 2016 la Commissione Europea ha dato mandato al Presidente del Consiglio europeo di firmare l'accordo raggiunto lo scorso dicembre 2015 a Parigi durante la Conference of parties n. 21. La cerimonia di firma, tenutasi presso la sede ONU di New York il 22 aprile, ha registrato la partecipazione di 175 Paesi, inclusa l'Italia.

Referendum britannico sull'appartenenza all'Unione Europea

Il 23 giugno gli elettori britannici si sono espressi per l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, primo caso di abbandono di uno Stato membro e firmatario del trattato di Maastricht.

Una volta completate le trattative con Londra per l'effettiva attuazione dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, l'intero quadro legislativo dell'Unione dovrà essere adattato alla nuova realtà a 27 paesi membri.

Calendario Legislativo della Commissione

La Commissione ha annunciato il proprio calendario di iniziative legislative in ambito clima ed energia per il 2016. Di particolare importanza saranno gli interventi finalizzati ad emendare la Direttiva 2009/28 sulle energie rinnovabili per adattarla al quadro clima-energia successivo al 2020, le proposte di riforma del mercato all'ingrosso, dei mercati del Bilanciamento e dei servizi di rete, nonché l'intervento sui meccanismi nazionali di remunerazione della Capacità.

Tematiche Ambiente - Efficienza - Sicurezza

A gennaio 2016 è stata pubblicata la Legge 221/2015 per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso di risorse naturali, il cosiddetto "collegato ambientale" già approvato dalle Camere lo scorso 22 dicembre 2015.

Tra le principali norme contenute nella legge spiccano la riforma dell'Enea, alcune modifiche alle norme in materia di utilizzazione delle terre e rocce da scavo, il sostegno alla mobilità sostenibile e la revisione all'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse. Viene inoltre modificata la disciplina sul danno e ripristino ambientale dei siti di interesse nazionale, fornendo la possibilità agli operatori coinvolti di proporre una transazione; sono infine istituite le Autorità di bacino distrettuale per ciascun distretto idrografico, che andranno a sostituire le attuali Autorità di Bacino Interregionali, Regionali e dei Bacini di rilevanza nazionale. A marzo 2016 sono stati approvati dal Ministero dell'Ambiente i Piani di gestione delle acque e del rischio alluvione relativi a sei degli otto distretti idrografici presenti nel territorio nazionale, incluso il distretto dell'Appennino Centrale.

EOLICO

Italia

Il settore eolico è stato oggetto di provvedimenti mirati, oltre a quelli di connotazione interdisciplinare già riportati nel precedente paragrafo.

“Certificati verdi”

Con la **Delibera 29/2016**, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha stabilito che il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015 è pari a 51,69 Euro/MWh. Il GSE ha conseguentemente reso noto il prezzo di ritiro dei “certificati verdi” rilasciati per la produzione 2015, pari a 100,08 Euro a certificato.

Nella delibera è specificato che il prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015 viene utilizzato anche ai fini della determinazione del **valore degli incentivi che, dal 2016, sostituiscono i “certificati verdi”**.

In tema di “certificati verdi”, a fine ottobre 2015, il GSE ha reso note le **tempistiche di erogazione degli incentivi per gli impianti titolari di “certificati verdi”** che dal 2016 saranno convertiti in **tariffa incentivante (FIP)**. Dal 1° gennaio 2016, tali incentivi sono determinati su base mensile e **vengono erogati dal GSE su base trimestrale entro il secondo trimestre** successivo a quello di riferimento, in linea con le attuali tempistiche **di ritiro** dei “certificati verdi”.

Alla fine di aprile 2016 il GSE ha reso disponibile agli operatori **lo schema di convenzione** con cui intende regolare il pagamento della tariffa incentivante (FIP) agli operatori verdi che ne hanno diritto.

La quasi totalità degli operatori, inclusa ERG, ha opposto ricorso contro il GSE per aver imposto agli operatori la sottoscrizione di un atto non previsto dalle norme vigenti.

Nell'ambito della nuova **Procedura applicativa per l'emissione, la gestione e il ritiro dei “certificati verdi” del GSE**, pubblicata a fine marzo 2016, è stato inserito un nuovo algoritmo per il calcolo dell'**estensione del periodo di incentivazione** in caso di fermate totali o parziali degli impianti eolici imposte dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna). La procedura consente ora di effettuare i calcoli utilizzando i dati consuntivati per la Mancata Produzione Eolica (MPE).

Delibera 333/2016/R/eel - Valorizzazione sbilanciamenti anni 2012, 2013 e 2014

Lo scorso 28 giugno 2016 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 333/2016/R/eel per la definizione ex post della valorizzazione degli sbilanciamenti per gli anni 2012, 2013 e 2014, in seguito alle sentenze in materia da parte del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato.

Per i ricalcoli dei corrispettivi di sbilanciamento nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 gli utenti del dispacciamento (UdD) possono scegliere se ricorrere alla disciplina standard prevista dalle delibere poi annullate dal TAR Lombardia o ad una soluzione alternativa.

La delibera prevede inoltre che Terna effettui i conguagli dei corrispettivi di sbilanciamento entro il **1° novembre 2016** per gli utenti che si sono avvalsi della disciplina standard, mentre per coloro che si sono avvalsi della disciplina alternativa il termine è fissato dopo 30 giorni dalla decisione dell'Autorità sull'esito di opportune verifiche a campione.

D.M. 23 giugno 2016 - Incentivi per le FER elettriche non fotovoltaiche, anno 2016.

Si è concluso l'iter di approvazione del decreto ministeriale che disciplina i regimi incentivanti per le nuove installazioni e i rifacimenti relativamente all'anno 2016.

Nella Gazzetta Ufficiale del 29 giugno 2016 è stato infatti pubblicato il **Decreto 23 giugno 2016 del MSE**, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e con il Ministero per le Politiche Agricole.

Attraverso il Decreto, entrato in vigore il 30 giugno 2016, il MSE definisce gli incentivi e le relative modalità di accesso per il perseguimento degli obiettivi della Strategia energetica nazionale, in linea con le Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente della Commissione Europea.

In continuità con il precedente D.M. 6 luglio 2012, il provvedimento prevede l'applicazione di meccanismi competitivi (aste) per i grandi impianti alimentati da fonti rinnovabili, mentre per le unità più piccole è prevista l'iscrizione ad appositi registri e l'accesso diretto. I bandi sono previsti in un'unica soluzione e verranno pubblicati nella seconda metà del 2016. Per il settore eolico sono previsti contingenti ad asta di 800 MW per le nuove installazioni e 40 MW per i rifacimenti, mentre nei registri sono riservati 60 MW. La tariffa a base d'asta per l'eolico è pari a 110 Euro/MWh e il prezzo aggiudicato sarà riconosciuto per 20 anni (costante in termini nominali). Per gli impianti idroelettrici di grande taglia sono previsti solo interventi di rifacimento, per un contingente di potenza pari a 30 MW.

Il D.M. disciplina inoltre gli interventi di manutenzione sugli impianti in esercizio.

Francia

Per assicurare il raggiungimento del target europeo rinnovabili al 2020 e di quello nazionale al 2030 (40% di rinnovabili nell'energy mix, di cui 20% da eolico), il Ministero dell'Energia ha posto in consultazione la versione definitiva del documento di Programmazione Energetica Pluriennale in cui si definiscono i nuovi target intermedi per l'installato 2016-2018 e 2019-2023. Il documento, oltre a fornire un calendario indicativo per le aste strutturate per tecnologia, pone l'obiettivo di innalzare la capacità installata eolica on-shore a 15 GW entro il 2018 (dai circa 10 GW alla fine del 2015) e tra 22 e 26 GW nel 2023. Il nuovo meccanismo di remunerazione delle rinnovabili, basato su un meccanismo Feed-in Premium, entra in vigore nell'estate del 2016. Per ragioni connesse alla tempistica della notifica della nuova Legge alla DG Competition della Commissione europea, le nuove misure dovrebbero essere applicate all'eolico non prima del 2018, con un regime transitorio previsto per il 2017.

L'impossibilità di dirimere le necessità di sviluppo on-shore dell'eolico e quelle di preservare la funzionalità e la sicurezza dei radar e delle installazioni militari (tradotta in una limitazione alla possibilità di localizzazione dei nuovi parchi eolici) ha limitato la crescita dell'eolico, bloccando, secondo stime dell'industria, lo sviluppo di 3,5 GW di progetti.

L'Assemblea Nazionale francese ha promulgato la "Legge per la transizione energetica" il 17 agosto 2015. La legge definisce gli obiettivi per la transizione energetica verso la decarbonizzazione, prevedendo la riduzione del 40% delle 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).

Germania

Il Parlamento tedesco ha approvato un piano per definire la nuova versione della Legge sulle Rinnovabili (EEG 2016) applicabile dal 2017, con l'obiettivo di porre fine all'attuale sistema di incentivazione basato su Feed-in tariff, introducendo un nuovo meccanismo di sostegno che coniughi aste competitive, volumi certi di installazione legati ad obiettivi di crescita delle rinnovabili e vendita diretta della produzione elettrica eolica nel mercato. Il Parlamento ha approvato un cap alle aste annuali per nuove capacità on-shore di 2,8 GW all'anno fino al 2020 e 2,9 GW in seguito. All'eolico offshore invece è stato riconosciuto un cap "flessibile", applicato dal 2021 al 2030, definito annualmente al fine di rispettare il nuovo obiettivo di 15 GW nei prossimi 15 anni (dai 25 GW previsti dal target 2012).

Entro la fine dell'anno dovrebbe altresì essere chiarito dal Ministero dell'Energia e sottoposto al vaglio della DG Competition il design e il pratico funzionamento delle aste previste dal 2017 in avanti.

A tale proposito giova ricordare che nel maggio del 2016 la Corte di Giustizia ha rigettato il ricorso della Repubblica Federale contro la decisione della DG Competition di considerare la Legge sulle Rinnovabili EEG 2012 come Aiuto di Stato.

Polonia

Tra maggio e giugno del 2016 il Parlamento polacco, su iniziativa del Ministero dell'energia, ha approvato una serie di emendamenti sia al Regolamento tecnico che sovrintende alla installazione delle turbine eoliche (WTI Act) sia alla Legge Rinnovabili approvata nel 2015 (RES Act).

Le modifiche impattano negativamente sulla redditività degli impianti esistenti e rischiano di compromettere lo sviluppo ulteriore dell'eolico on-shore nel Paese.

In particolare:

1. viene introdotto un divieto di installazione di nuove turbine entro distanze prefissate da costruzioni, foreste o aree protette;
2. dal 2017 viene incrementata la tassazione sugli immobili e assimilati;
3. si prevede la non applicabilità delle nuove norme in materia di distanze minime per gli impianti che abbiano già ottenuto un permesso a costruire non soggetto a varianti. In caso contrario gli impianti non ancora in esercizio dovranno rispettare la nuova disciplina;
4. sono previsti requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata, con possibile riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di Certificati d'Origine riconosciuti alla co-combustione "non dedicata";
5. viene abbandonato il principio di neutralità tecnologica per le aste, che aveva caratterizzato la prima versione della legge, a favore di un approccio basato su basket tecnologici;
6. viene assegnata una maggiore priorità alle tecnologie rinnovabili con alti load factors e agli impianti per la valorizzazione elettrica dei rifiuti;
7. l'eolico on-shore e il fotovoltaico vengono collocati nel residuale basket "other technologies";
8. viene abolita la previsione che obbligava i distributori (DSO) ad acquistare la produzione rinnovabile ad un prezzo equivalente alla media dei prezzi dei precedenti trimestri.

I nuovi emendamenti al RES Act dovranno essere approvati, nel quadro della notifica alla DG Competition attivata per la precedente versione della legge e non ancora conclusa, dalla Commissione.

Regno Unito

Nel mese di maggio 2016 il Parlamento ha emendato la Legge Energia (Energy Bill), introducendo alcune modifiche al sistema di incentivazione delle rinnovabili e in particolare all'attuale sistema di "certificati verdi" noto come ROC (Renewable Obligation Certificates). Rispetto alla scadenza originaria del 31 marzo 2017, in seguito alle decisioni dei Conservatori, la fine dell'attuale meccanismo di sostegno è stata anticipata al 13 maggio 2016 per la Gran Bretagna e al 31 marzo 2016 per l'Irlanda del Nord. Sono però previsti alcuni grace period che estendono l'accesso al citato sistema per gli impianti autorizzati e realizzati entro il 31 marzo 2017 o anche successivamente a tale data, qualora i ritardi nella costruzione non siano imputabili al produttore. Le dilazioni temporali sono concesse agli impianti dotati, entro date prestabilite, di (i) autorizzazioni alla realizzazione (planning consent), (ii) contratto di connessione approvato (con data di connessione entro il 31 marzo 2017) e (iii) evidenza dei diritti terrieri. Le date prestabilite sono fissate al 18 giugno 2015 per la Gran Bretagna e al 30 settembre 2015 (per gli impianti non connessi a cluster) ovvero al 30 ottobre 2015 (per gli impianti connessi a cluster) per l'Irlanda del Nord.

Il sistema di incentivazione per gli impianti rinnovabili realizzati successivamente è basato su Contract for Difference, attribuiti a seguito di un'asta competitiva al ribasso. Permangono tuttavia incertezze sulla possibilità per l'eolico on-shore di accedere ai nuovi sistemi di incentivazione, nonché sul calendario delle aste e sulle risorse finanziarie disponibili.

TERMOELETTRICO

In data **25 maggio 2016** è stata pubblicata sul sito di Terna la news che ha decretato **dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016** l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente-Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla delibera 521/2014.

Tale comunicazione ha sancito **la fine del regime di essenzialità** previsto dal Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.

L'AEEGSI ha poi confermato tale circostanza con **Delibera 274/2016/R/eel**, pubblicata lo scorso 27 maggio 2016.

Per gli operatori titolari di "sistemi di distribuzione chiusi", tra i quali rientrano le **"reti interne di utenza" (RIU)**, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il Sistema idrico ha pubblicato la **Delibera RIU – 539/2015**, che regola la gestione di tali reti interne a partire dall'anno 2017, introducendo fra l'altro la necessità di adottare la separazione funzionale tra le attività di distribuzione e quelle di vendita dell'energia elettrica all'interno della RIU.

ERG Power Generation, in qualità di gestore della RIU di Priolo ed ERG Power, in qualità di proprietario, hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale della delibera.

A seguito della pubblicazione, lo scorso febbraio 2016, della Legge di Conversione del cosiddetto "Decreto Milleproroghe" 2015, è stata confermata la proroga fino al 31 dicembre 2016 della tassazione agevolata dei combustibili

alimentanti gli impianti "cogenerativi", come il CCGT di Priolo; resteranno pertanto applicati i coefficienti individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con Delibera n. 16/98, ridotti nella misura del 12%.

Delibera 342/2016

Lo scorso 27 giugno 2016 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 342/2016/E/eel, con cui ha avviato un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici.

Secondo le intenzioni dell'AEEGSI, il provvedimento è volto a contrastare condotte potenzialmente configurabili come abusi di mercato.

L'AEEGSI ritiene che le strategie di programmazione e di offerta di alcuni utenti, titolari di unità di consumo o di produzione alimentate da fonti Rinnovabili Non Programmabili, non si possano ritenere coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza previsti dalla regolazione vigente in materia di dispacciamento elettrico.

IDROELETTRICO

In tema di "certificati verdi", si rimanda a quanto già commentato nel capitolo **Eolico – Italia**.

A livello di normativa regionale, la Regione Umbria ha pubblicato nell'ottobre 2015 la Delibera n. 1067/2015 che ha determinato l'incremento, a partire dal 1° gennaio 2016, del valore dei canoni demaniali da 15,6 a circa 31 Euro/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Impatti sul Gruppo

Per quanto riguarda gli eventuali impatti di tali provvedimenti per il 2016 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

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° semestre	
		2016	2015
	Mercato Rinnovabile Italia ⁽²⁾ (GWh)		
89.832	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	45.865	48.345
	di cui:		
44.751	Idroelettrica	21.505	23.601
5.816	Geotermica	2.953	2.874
14.589	Eolica	10.138	8.900
24.676	Fotovoltaico	11.269	12.970
	Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
52,3	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	37,1	49,8
100,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	100,1	100,5
50,9	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	37,6	48,2
49,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	36,5	47,2
57,5	Prezzo energia elettrica Sicilia	41,9	55,9
51,1	Prezzo energia elettrica Sardegna	37,6	48,2
147,8	Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia ⁽⁵⁾	135,6	146,7
96,2	Feed In Tariff - Germania ⁽⁶⁾	91,7	96,1
90,4	Feed In Tariff - Francia ⁽⁶⁾	88,6	91,7
80,3	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁶⁾	96,7	96,7
37,1	Prezzo energia elettrica - Polonia	33,1	n.a.
26,0	Prezzo certificato di origine - Polonia	16,6	n.a.
29,7	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁷⁾	27,6	32,0
29,5	Prezzo "certificato verde" - Romania ⁽⁸⁾	29,5	29,6

(1) produzione stimata per il mese di giugno

(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 S. 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 semestre 2016 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 129.688 GWh (-1,9%) è stata coperta per il 35% da fonti rinnovabili, in lieve diminuzione rispetto al 37% del medesimo periodo del 2015 a seguito principalmente delle minori produzioni da fonte idrica e fotovoltaica; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per l'8% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto all'anno precedente risultano in crescita l'eolico (+14%) e il geotermico (+3%), mentre la produzione fotovoltaica ha registrato un netto decremento (-14%), così come la produzione idroelettrica (-9%).

SCENARIO NORMATIVO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012⁷, la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la conversione dal 2016, 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.

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 precedente⁸, è pari a 100,08 Euro/MWh⁹.

Ai sensi del D.M. 6 luglio 2012, gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso¹⁰. 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 capacità richiesta di 1.086 MW¹¹. 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).

Ai sensi del D.M. "Tariffe", inoltre, a partire dal 2013, 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

⁷ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

⁸ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

⁹ 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.

¹⁰ Base di prezzo di 127 Euro/MWh.

¹¹ 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.

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. Per quanto riguarda i nuovi incentivi alle FER diverse dal fotovoltaico si rimanda a quanto commentato in merito al nuovo D.M. 23 giugno 2016 nel capitolo “Quadro normativo di riferimento”.

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

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base all'EEG¹² 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)¹³. Tale valore, per i nuovi impianti realizzati, 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. Per quanto riguarda gli impianti realizzati a partire dal 2017 si rimanda a quanto commentato in merito la nuova Legge EEG 2106 nel capitolo “Quadro normativo di riferimento”.

¹² Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

¹³ Il periodo di incentivazione è in realtà suddiviso in due fasi: la prima di 5 anni, la seconda di 15. La tariffa dei primi 5 anni viene confermata per i restanti 15 anni qualora la produzione non ecceda l'80% della produzione di riferimento e la durata del periodo di riconoscimento dell'incentivo più elevato si riduce a scalare all'aumentare della produzione.

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 industriali¹⁴. 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.

Bulgaria

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

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013. L'onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (introdotto a settembre 2012 per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010) è stato aumentato a circa 3,7 Euro/MWh a partire da luglio 2015. Da luglio 2015 è inoltre stata introdotta una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti Rinnovabili Non Programmabili, che ha comportato un onere significativo per gli impianti.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di "certificati verdi")

¹⁴ 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").

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, ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014¹⁵ e 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 CV 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, con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica (ad esclusione dei grandi energivori). La quota d'obbligo annua è pari al 14% e 15% per il 2015 e 2016 rispettivamente, mentre non è ancora stata definita per gli anni a partire dal 2017. La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015

¹⁵ 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".

(ed emendata a dicembre 2015) aveva introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 è dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" e azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. A fine giugno 2016, tuttavia, è stata approvata la nuova versione della legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, che, tra l'altro, prevede requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata. Un possibile effetto potrebbe pertanto essere la riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di CO riconosciuti alla co-combustione "non dedicata". Al momento è ancora prematuro prevedere quali impatti la norma potrebbe avere sul bilancio domanda/offerta CO, ma l'incertezza legata al quadro normativo ha contribuito a comportare una forte discesa nel prezzo dei CO scambiati sul mercato. È previsto anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione di incentivi del tipo feed-in premium sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della legge approvata a giugno¹⁶ ha apportato modifiche anche a tale sistema, cambiando le regole di svolgimento delle aste, introducendo dei basket tecnologici separati e di fatto ritardandone l'avvio. La nuova versione della legge dovrà essere approvata nel quadro della notifica alla DG Competition attivata per la precedente versione della legge e non ancora conclusa dalla Commissione.

Nel mese di giugno è stata anche approvata la legge sugli investimenti in turbine eoliche che, fra l'altro, modifica il calcolo della property tax a partire dal 2017 aumentandone l'importo in maniera significativa e inoltre prevede un inasprimento delle norme relative alla minima distanza dalle altre costruzioni per la realizzazione di nuovi impianti eolici.

Regno Unito

Il sistema di incentivazione nel Regno Unito è ad oggi basato sul sistema RO (Renewable Obligation – i certificati riconosciuti sono i ROC), con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. headroom) e al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2016 – marzo 2017 è pari al 34,8% per la Gran Bretagna e al 14,2% per l'Irlanda del Nord. L'incentivo è riconosciuto per 20 anni. In seguito all'approvazione nel 2016 del nuovo Energy Bill¹⁶, l'accesso a tale sistema è sostanzialmente previsto per gli impianti realizzati entro il 31/3/2017, e sono riconosciuti dei grace period se il ritardo nella costruzione non è direttamente imputabile al produttore. Per i nuovi impianti a fonti rinnovabili è prevista la transizione ad un sistema di incentivazione del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato). Gli indirizzi in materia del partito Conservatore, al Governo da maggio 2015, hanno tuttavia creato incertezza sul futuro dei CfD per l'eolico on-shore e non sono al momento previsti contingentati per questa tecnologia nelle prossime aste (l'asta prevista per ottobre 2015 è stata rimandata a data da destinarsi).

¹⁶ Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

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 Gebeleis 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° semestre	
		2016	2015
2015	RISULTATI ECONOMICI		
345	Ricavi della gestione caratteristica	244	199
254	Margine operativo lordo a valori correnti⁽¹⁾	187	157
(134)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(83)	(66)
120	Risultato operativo netto a valori correnti⁽¹⁾	104	91
95	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	13	48
	PRINCIPALI DATI FINANZIARI⁽²⁾		
1.827	Capitale investito netto	2.112	1.682
679	Patrimonio netto	708	694
1.148	Indebitamento finanziario netto totale	1.404	988
1.135	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	1.151	1.035
74%	EBITDA MARGIN %⁽⁴⁾	76%	79%

(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		1° semestre	
		2016	2015
2015	Italia	145	138
41	Estero	41	19
	di cui		
12	Germania	10	6
13	Francia	21	5
4	Bulgaria	3	3
8	Romania	4	5
4	Polonia	4	-
254	Totale	187	157

I ricavi consolidati registrati **nel primo semestre 2016** sono significativamente superiori a quelli del primo semestre 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 (-8%).

Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elet-

trica è risultato essere pari mediamente a 35,5 Euro/MWh, in contrazione del 23% rispetto al valore di 46,2 Euro/MWh registrato nel primo semestre 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 135,6 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 146,7 Euro/MWh del primo semestre 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 100,5 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. Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 88,6 Euro/MWh e 91,7 Euro/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 705 GWh, di cui oltre 400 GWh derivanti dalla maggiore capacità installata rispetto al primo semestre del 2015. Il margine operativo lordo a valori correnti del primo semestre 2016 è pari complessivamente a 187 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 al 76%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in leggera diminuzione rispetto al primo semestre 2015 (78%). In particolare, a fronte del permanere di una elevata redditività in Italia, l'indicatore è in diminuzione a seguito dell'aumento dell'incidenza delle produzioni all'estero, caratterizzate da prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2015		1° semestre	
		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	296
	di cui		
86	Germania	168	86
128	Francia	252	64
82	Polonia	82	42
54	Bulgaria	54	27
70	Romania	70	77
1.506	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.720	1.383

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 giugno 2016 è pari a 1.720 MW, in aumento di 337 MW rispetto al dato al 30 giugno 2015, principalmente 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 ulteriori 40 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		1° semestre	
2015		2016	2015
1.910	Italia	1.343	1.181
	di cui		
414	Campania	316	255
240	Calabria	150	139
472	Puglia	317	286
155	Molise	96	96
164	Basilicata	114	106
274	Sicilia	209	187
192	Sardegna	142	113
705	Estero	705	301
	di cui		
156	Germania	132	82
206	Francia	305	71
68	Polonia	103	n.a.
74	Bulgaria	76	45
201	Romania	89	103
2.614	Produzioni complessive parchi	2.048	1.482

Nel primo semestre del 2016 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 2.048 GWh, in crescita rispetto al primo semestre 2015 (1.482 GWh), con una produzione in aumento circa del 14% in Italia (da 1.181 GWh a 1.343 GWh) e in crescita del 134% all'estero (da 301 GWh a 705 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+162 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 complessivo di 404 GWh è attribuibile principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia, Polonia e Germania.

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° semestre	
		2016	2015
20%	Italia	28%	25%
	di cui		
20%	Campania	29%	25%
23%	Calabria	29%	27%
22%	Puglia	29%	26%
22%	Molise	28%	28%
21%	Basilicata	29%	27%
16%	Sicilia	24%	22%
20%	Sardegna	29%	23%
26%	Estero	26%	27%
	di cui		
21%	Germania	18%	22%
24%	Francia	28%	25%
37%	Polonia	29%	n.a.
31%	Bulgaria	32%	38%
30%	Romania	29%	31%
21%	Load factor ⁽¹⁾	27%	25%

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

Nel **primo semestre del 2016** il load factor complessivo, pari al 27%, è risultato superiore a quello del 2015, con un aumento dal 25% al 28% in Italia, e una lieve diminuzione dal 27% al 26% all'estero, principalmente a causa di un peggior risultato in Germania e in Bulgaria.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

Anno 2015		1° semestre	
		2016	2015
MERCATO ELETTRICO ITALIA (GWh) ⁽¹⁾			
315.234	Domanda	151.005	154.150
1.850	Consumo pompaggi	1.240	944
46.381	Import/Export	22.557	22.941
270.703	Produzione interna ⁽²⁾	129.688	132.153
	di cui		
180.871	Termoelettrica	83.823	83.808
44.751	Idroelettrica	21.505	23.601
45.081	Altre rinnovabili	24.360	24.744
PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)			
52,3	PUN ⁽³⁾	37,1	49,8
57,5	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	41,9	55,9
57,9	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	40,0	53,9

(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.

Scenario di mercato in Italia

La domanda di energia elettrica¹⁷ del sistema elettrico nazionale nel primo semestre 2016 è stata pari a 151,0 TWh, in diminuzione (-2,0%) rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2015. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel primo semestre 2016 si è registrato un fabbisogno di circa 9,0 TWh, in contrazione (-4,7%) 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 21,2 TWh (-2,4%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 129,7 TWh, in diminuzione dell'1,9% rispetto al primo semestre del 2015, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 22,6 TWh (-1,7% rispetto al primo semestre 2015). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 65% da centrali termoelettriche e per il restante 35% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia una produzione da fonte termoelettrica stabile e un minor produzione delle fonti rinnovabili (-5%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione fotovoltaica (-13%) e idroelettrica (-9%), compensato parzialmente dalle maggiori produzioni delle altre fonti, in particolare eolica (+14%) e geotermica (+3%).

Il valore medio del PUN nel primo semestre 2016 si è attestato a 37,1 Euro/MWh, in diminuzione del 25,6% rispetto al valore rilevato nel primo semestre del 2015 (49,8 Euro/MWh).

¹⁷ Incluse le perdite rete e al netto dei consumi di energia elettrica per gli impianti di pompaggio.

Evoluzione dello scenario normativo di riferimento:

Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

L'articolo 23, comma 3-bis 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. Con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha poi approvato alcuni parametri rilevanti per il calcolo dei Costi di Generazione Riconosciuti delle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Nel mese di ottobre 2015 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 486/2015/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, sempre nel mese di ottobre 2015, l'AEEGSI ha approvato la Deliberazione 496/2015 che aggiornava ed estendeva al 2016 il regime ex Deliberazione 521/2014.

Il periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014 e alla Deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 28 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.

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 fino al 28 maggio 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.

Entro il mese di settembre sarà richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro dell'anno 2016, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015.

Idroelettrico: canoni di concessione

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

Legge di Stabilità n. 208/2015

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

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 in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia;
- 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	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
602	Ricavi della gestione caratteristica	288	302
115	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	93	52
(34)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(44)	(15)
81	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	48	37
9	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5	3
19%	EBITDA Margin %	32%	17%

(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	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
592	Ricavi della gestione caratteristica	228	302
107	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	52	52
(30)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(15)	(15)
78	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	37	37
9	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4	3
18%	EBITDA Margin %	23%	17%

(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 semestre 2016 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.293 GWh, in aumento rispetto al primo semestre 2015 (1.211 GWh) anche a seguito della minor durata della fermata di manutenzione generale programmata del modulo 2 effettuata nel 2016 rispetto alla manutenzione generale programmata del modulo 1 dell'impianto CCGT avvenuta nel 1° semestre 2015. 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 nel 1° semestre 2015 e fino al 27 maggio 2016 tale riduzione dei prezzi nel mercato della Sicilia è dovuta all'applicazione della normativa sulle Unità Essenziali che ha posto una soglia massima per il prezzo d'offerta corrispondente al costo variabile di produzione.

La fornitura netta¹⁸ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 452 migliaia di tonnellate, è in aumento rispetto alle 388 migliaia di tonnellate del primo semestre 2015. Circa un quarto della produzione

¹⁸ 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.

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 semestre 2016 è risultato pari a 52 milioni (in linea con quello registrato nello stesso periodo del 2015) a fronte della diminuzione dei prezzi di vendita, compensata dalla 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, fino al 27 maggio 2016 – ultimo giorno di vigenza del regime UESSE – il periodo è stato caratterizzato dalla contrazione dei prezzi sul mercato a pronti nella zona Sicilia in esito all'applicazione del D.L. n. 91/2014, e ha comportato una riduzione dei margini sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sui servizi di dispacciamento (MSD). Tali riduzioni sono state 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 in linea rispetto allo scorso anno è ascrivibile alle conseguenze dell'entrata in esercizio a partire da fine maggio 2016 del citato cavo Sorgente-Rizziconi, in parte mitigate dal miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power e alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Anche nel primo semestre 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 e aprile 2015 sul modulo 1 dell'impianto CCGT di ERG Power.

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° semestre	
2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
11	Ricavi della gestione caratteristica	61	-
8	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	41	-
(5)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(29)	-
3	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	12	-
-	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1	-
74%	EBITDA Margin %	68%	0%
84	Produzioni complessive impianti idroelettrici	751	-

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

I ricavi, pari a 61 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 31 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 24 milioni, a ricavi da MSD per 5 milioni e ad altri ricavi per circa 1 milione.

I costi, complessivamente pari a 20 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del per-

sonale, canoni assicurativi e costi per servizi. Il margine operativo lordo del primo semestre 2016 è risultato pari a 41 milioni.

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

Le produzioni complessive di ERG Hydro (751 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi sostitutivi, pari complessivamente a circa 80 Euro/MWh. L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 68%, 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 532, 528 e 131 metri s.l.m., con un incremento rispetto alla media storica corrispondente complessivamente a circa 46 GWh.

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

INVESTIMENTI

Si premette che il dato degli investimenti del periodo non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

- l'acquisizione a inizio 2016 da un fondo gestito da Impax Management Group di **undici parchi eolici in Francia e di sei parchi eolici in Germania**, con una capacità installata per complessivi 206 MW (ed una produzione annua media attesa di circa 410 GWh), oltre che di due società che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi. Il valore dell'acquisizione è di circa 290 milioni di Euro in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni di Euro per MW.
- l'acquisizione da TCI Renewables di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, con una capacità prevista di oltre 47,5 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 150 GWh all'anno. L'operazione ha comportato un esborso iniziale di circa 13 milioni, a cui si aggiungono gli investimenti effettuati a valle dell'acquisizione del progetto, commentati nella sezione che segue. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 80 milioni di Euro già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Nel primo semestre 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 19 milioni (52 milioni nell'analogo periodo del 2015) di cui 17 milioni relativi ad immobilizzi materiali (51 milioni nel primo semestre 2015) e 2 milioni ad immobilizzi immateriali (1 milione nel primo semestre 2015).

La ripartizione degli investimenti per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
95	Fonti Non Programmabili ⁽¹⁾	13	48
95	Eolico	13	48
9	Fonti Programmabili	5	3
9	Termoelettrico	4	3
-	Idroelettrico	1	-
2	Corporate	1	1
106	Totale	19	52

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

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del primo semestre 2016 si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Renew a seguito dell'avvio dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord. Più in dettaglio, il parco di

Brockaghboy sarà costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi e la costruzione sarà completata, coerentemente con la tempistica di connessione alla rete di distribuzione fra il primo ed il terzo trimestre del 2017.

Nel periodo sono inoltre stati sostenuti anche 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 Szydłowo, costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2 MW, per 14 MW complessivi, è entrato in esercizio a fine dicembre 2015 ed 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 ed avviato nei primi giorni del 2016.

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

Fonti Programmabili

Gli investimenti del primo semestre 2016 (5,0 milioni) si riferiscono principalmente ad ERG Power (3,8 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 (1,2 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	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
RISULTATI ECONOMICI			
144	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	53	53
(82)	Ammortamenti e svalutazioni	(36)	(41)
61	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	17	12
24	Risultato netto a valori correnti ⁽²⁾	5	(3)
65	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	27	25
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
530	Capitale investito netto	497	535
236	Patrimonio netto	251	280
294	Indebitamento finanziario netto totale	246	255

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +17 milioni nel primo semestre 2016 (+34 nel primo semestre 2015 e -61 nel 2015), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa -0,9 milioni nel primo semestre 2016 (+7 nel primo semestre 2015 e +4,4 nel 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 2.591 impianti (di cui 1.664 sociali e 927 convenzionati), rispetto ai 2.654 al 30 giugno 2015 e 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 semestre 2016 è pari a circa 53 milioni, in linea rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (53 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati risentono di uno scenario di mercato sfavorevole, contraddistinto da una domanda in lieve crescita rispetto al primo semestre 2015 ma con margini di mercato in calo per effetto di un contesto competitivo difficile, peraltro caratterizzato da un significativo e progressivo rialzo dei prezzi delle commodity rispetto ai minimi di inizio anno che ha ulteriormente compresso i margini. Tali effetti sono stati in parte mitigati dalle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società e dal processo di ristrutturazione della rete carburanti. Nei settori Extra Rete e Specialties i risultati economici del periodo sono risultati in diminuzione. Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati del primo semestre 2016 sono stati superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente beneficiando anche delle maggiori lavorazioni rispetto al 2015 (804 migliaia di tonnellate rispetto alle 775 migliaia di tonnellate del primo semestre 2015) e di margini unitari di contribuzione superiori a quelli registrati nel primo semestre 2015.

Si ricorda che la trasformazione della Raffineria di Roma in polo logistico è stata ormai completata e 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.

Il risultato netto a valori correnti, +5 milioni rispetto ai -3 milioni del primo semestre 2015, beneficia dei minori ammortamenti e minori oneri finanziari del periodo. Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 30 giugno 2016 risulta pari a 246 milioni, in diminuzione rispetto ai 294 milioni al 31 dicembre 2015.

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

Investimenti TotalErg

Nel primo semestre del 2016 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 27 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2015 (25 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.

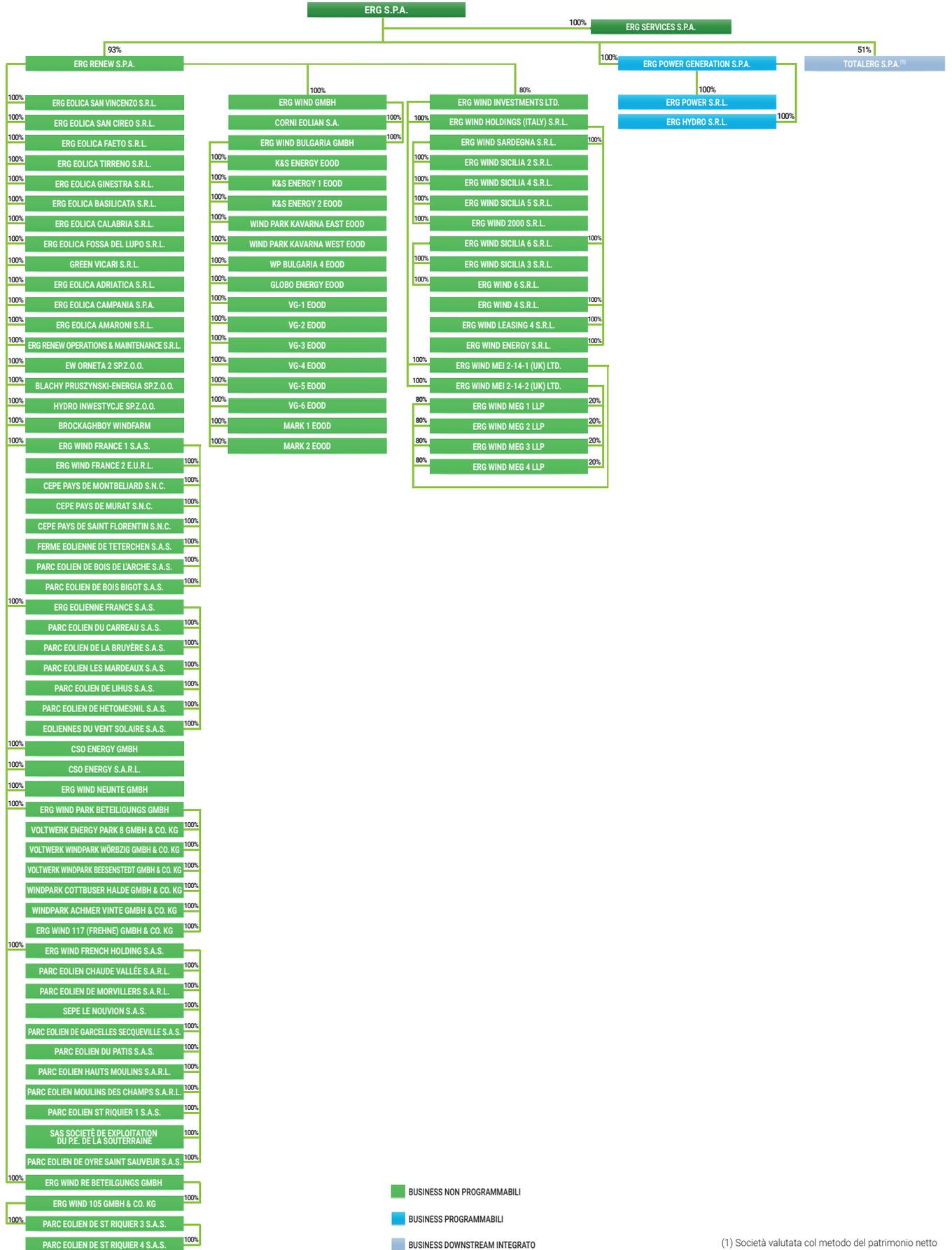
PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 30 giugno 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 S.ar.l. 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.



BUSINESS NON PROGRAMMABILI

BUSINESS PROGRAMMABILI

BUSINESS DOWNSTREAM INTEGRATO

(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.

Si precisa che il confronto con i dati del primo semestre 2015 è influenzato dai risultati:

- dei parchi eolici francesi acquisiti da Macquarie European Infrastructure Fund nel luglio 2015;
- dell'entrata in esercizio dei parchi eolici in Polonia tra il terzo trimestre 2015 e il primo trimestre 2016;
- di ERG Hydro S.r.l., acquisita nel dicembre 2015;
- dei parchi eolici in Bulgaria e Romania, il cui contributo economico è consolidato integralmente dal 1° gennaio 2016 a seguito dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH a fine 2015;
- dei parchi eolici in Francia e Germania acquisiti nel febbraio 2016 da Impax Asset Management Group.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
920,3	Ricavi della gestione caratteristica	530,2	484,1
16,3	Altri ricavi e proventi	8,1	5,8
936,6	RICAVI TOTALI	538,3	489,9
(412,6)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(131,0)	(211,7)
(157,5)	Costi per servizi e altri costi operativi	(104,1)	(68,1)
(58,2)	Costi del lavoro	(32,0)	(25,8)
308,3	MARGINE OPERATIVO LORDO	271,2	184,4
(163,0)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(128,7)	(77,4)
145,2	Risultato operativo netto	142,5	107,0
(54,8)	Proventi (oneri) finanziari netti	(46,0)	(27,3)
(54,2)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	8,2	13,1
36,2	Risultato prima delle imposte	104,8	92,8
(12,6)	Imposte sul reddito	(29,2)	(19,2)
23,7	Risultato d'esercizio	75,5	73,6
(3,1)	Risultato di azionisti terzi	(3,0)	(3,4)
20,6	Risultato netto di Gruppo	72,5	70,1

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi nel primo semestre 2016 sono pari a 530 milioni rispetto ai 484 milioni del primo semestre 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 e alle maggiori produzioni in Italia. 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 i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi, i contributi in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

Nel primo semestre 2016 sono pari a 133 milioni in diminuzione di 80 milioni rispetto al primo semestre 2015 principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

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

Costi per servizi e altri costi operativi

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

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente 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 semestre 2016 sono pari a 46 milioni, rispetto ai 27 milioni registrati nel primo semestre 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 significativo maggiore indebitamento medio del periodo (circa 1,6 miliardi di Euro) a seguito delle acquisizioni effettuate in confronto con il corrispondente semestre dell'anno precedente (circa 300 milioni) nonché di oneri non ricorrenti per oltre 8 milioni afferenti il refinancing della Tranche A dell'acquisition loan di ERG Hydro e il prepayment del finanziamento bancario della società rumena Corni Eolian S.A. Al netto degli oneri straordinari di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti del primo semestre 2016 sono pari a 38 milioni rispetto ai 31 milioni registrati nel primo semestre 2015 (inclusivi della quota parte della joint venture LUKERG Renew).

Nel dettaglio la voce include proventi finanziari netti a breve termine per circa 1 milione (5 milioni nel 2015) derivanti principalmente dalla gestione della minore liquidità disponibile, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 39 milioni di Euro (32 milioni nel 2015) a seguito del maggiore indebitamento finanziario del periodo; i valori a medio-lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel primo semestre 2016 riflette i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. inclusivo delle variazioni del valore del magazzino (8 milioni) mentre il dato comparativo del 2015 include oltre ai risultati di TotalErg S.p.A. (13 milioni di euro) anche i risultati di LUKERG Renew GmbH (0,7 milioni) valutata con il metodo del patrimonio netto.

A valori correnti, depurati dalle variazioni di magazzino, i proventi di TotalErg nel primo semestre 2016 sono risultati in crescita rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (3 milioni rispetto a -1 milione nel 2015)

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2016 sono pari a 29 milioni (19 milioni nello stesso periodo del 2015).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 28% (21% nel primo semestre 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 28% (28% nel primo semestre 2015).

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/06/2015	(Milioni di Euro)	30/06/2016	31/12/2015
2.114,1	Capitale immobilizzato	3.454,1	3.223,9
200,3	Capitale circolante operativo netto	313,1	202,1
(4,1)	Trattamento di fine rapporto	(6,4)	(5,5)
342,9	Altre attività	369,9	324,7
(517,1)	Altre passività	(697,6)	(621,1)
2.136,0	Capitale investito netto	3.433,2	3.124,2
1.682,4	Patrimonio netto di Gruppo	1.540,7	1.626,0
51,5	Patrimonio netto di terzi	52,4	50,3
402,1	Indebitamento finanziario netto	1.840,1	1.447,9
2.136,0	Mezzi propri e debiti finanziari	3.433,2	3.124,2
19%	Leva finanziaria	54%	46%

Al 30 giugno 2016 il capitale investito netto ammonta a 3.433 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 54% (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, agli investimenti del periodo, 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 e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. L'incremento è dovuto ai crediti maturati su vendite energia elettrica a tariffa incentivata e a regime Unità Essenziali non ancora incassati, per cui si prevede un parziale rientro a fine anno.

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 e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi e oneri.

Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/06/2015	(Milioni di Euro)	30/06/2016	31/12/2015
1.206,2	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.994,6	1.987,8
(804,1)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(154,5)	(540,0)
402,1	Totale	1.840,1	1.447,9

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2015	(Milioni di Euro)	30/06/2016	31/12/2015
–	Debiti verso banche a medio-lungo termine	667,4	694,6
–	Quota corrente mutui e finanziamenti	–	–
154,7	Debiti finanziari a medio-lungo termine	166,5	153,4
154,7	Totale	833,9	848,0
1.197,2	Totale Project Financing	1.284,9	1.284,6
(145,8)	Quota corrente Project Financing	(124,2)	(144,7)
1.051,4	Project Financing a medio-lungo termine	1.160,8	1.139,9
1.206,2	TOTALE	1.994,6	1.987,8

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 30 giugno 2016 sono pari a 667 milioni (695 milioni al 31 dicembre 2015) riferibili a:

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

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 166 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.285 milioni al 30 giugno 2016) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.151 milioni erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 510 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 89 milioni;
- finanziamenti per 134 milioni 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

30/06/2015	(Milioni di Euro)	30/06/2016	31/12/2015
116,4	Debiti verso banche a breve termine	93,8	110,0
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
4,9	Altri debiti finanziari a breve termine	5,8	68,7
121,3	Passività finanziarie a breve termine	99,5	178,7
(941,8)	Disponibilità liquide	(224,2)	(627,0)
(29,7)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(18,0)	(92,9)
(971,5)	Attività finanziarie a breve termine	(242,2)	(719,8)
145,8	Project Financing a breve termine	124,2	144,7
(99,8)	Disponibilità liquide	(136,1)	(143,6)
46,0	Project Financing	(11,9)	1,1
(804,1)	TOTALE	(154,5)	(540,0)

La diminuzione degli "Altri debiti finanziari a breve termine" è legata al pagamento nel periodo di quote di conguaglio relative al corrispettivo per l'operazione ERG Hydro a fronte di corrispondenti maggiori disponibilità liquide presenti in sede di acquisto, avvenuta a fine 2015.

L'importo delle disponibilità liquide è sostanzialmente diminuito nel corso del semestre a seguito del parziale rimborso anticipato del finanziamento Corporate, delle acquisizioni del periodo e della distribuzione dei dividendi agli Azionisti. 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° semestre	
		2016	2015
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO		
207,2	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	231,6	140,1
(125,5)	Pagamento di imposte sul reddito	(8,7)	(98,8)
29,2	Variazione circolante operativo netto	(109,8)	(11,0)
81,2	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(29,0)	13,7
192,1	TOTALE	84,2	44,0
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
(113,2)	Investimenti netti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(15,6)	(50,6)
(1,4)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	4,4	0,5
(0,5)	Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	–	(0,5)
(115,1)	Totale	(11,2)	(50,6)
	FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO		
(71,4)	Dividendi distribuiti	(142,8)	(71,4)
5,2	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	(16,0)	12,9
(66,2)	Totale	(158,8)	(58,5)
(1.128,6)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO⁽²⁾	(306,5)	(6,9)
(1.117,8)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(392,3)	(72,0)
330,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.447,9	330,1
1.117,8	VARIAZIONE DEL PERIODO	392,3	72,0
1.447,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.840,1	402,1

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

(2) la variazione dell'area di consolidamento nel primo semestre 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 1.840 milioni, in aumento di 392 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (293 milioni), la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché gli investimenti del periodo (19 milioni) principalmente legati all'ingresso nel Regno Unito (13 milioni). Il flusso di cassa operativo (84 milioni) ha parzialmente compensato tali effetti, nonostante una dinamica negativa del capitale circolante (-110 milioni) legata alle tempistiche di incasso della tariffa incentivante in Italia e al regime delle Unità Essenziali, prevista in parziale assorbimento entro la fine dell'anno.

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

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche 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**¹⁹ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo 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%).

¹⁹ 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° semestre	
		2016	2015
308,3	Margine operativo lordo	271,2	184,4
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
	Corporate		
1,3	- Oneri accessori operazioni straordinarie	-	-
11,2	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
-	- Oneri accessori altre operazioni	-	0,9
2,6	- Svalutazione certificati ambientali	-	2,6
-	- Proventi e oneri relativi ad anni precedenti	-	-
1,7	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
	Fonti Programmabili		
1,7	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,3	0,9
5,2	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
	Fonti Non Programmabili		
-	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,9	-
6,3	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,9	0,6
338,1	Margine operativo lordo a valori correnti	273,3	189,3
11,9	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	8,4
350,0	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	273,3	197,6

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
(163,0)	Ammortamenti a valori correnti	(128,7)	(77,4)
(7,8)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	(3,9)
(170,9)	Ammortamenti a valori correnti adjusted	(128,7)	(81,3)

RISULTATO OPERATIVO NETTO

Anno 2015	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
175,1	Risultato operativo netto a valori correnti	144,6	111,9
4,1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	4,4
179,1	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	144,6	116,3



RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2016	2015
20,6	Risultato netto di Gruppo	72,5	70,1
21,9	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	(6,0)	(11,8)
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
0,5	Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia	-	0,5
(2,9)	Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite	-	(2,9)
13,1	Esclusione oneri accessori acquisizione ERG Hydro	-	-
1,9	Esclusione svalutazione certificati ambientali	-	1,9
6,4	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	0,9	0,6
1,6	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	0,3	(2,6)
-	Esclusione contributi e altri proventi (oneri) anni precedenti	-	-
-	Esclusione oneri accessori altre operazioni	-	0,4
-	Esclusione effetto prepayment finanziamenti	5,9	-
(8,4)	Esclusione impatto adeguamento imposte	-	-
2,5	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	0,8	0,6
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⁾	74,3	56,8

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

13
luglio
2016

Massimo Derchi, Amministratore Delegato di ERG Renew S.p.A. e Dirigente con responsabilità strategiche, ha rassegnato le dimissioni da tutte le

cariche ricoperte per cogliere nuove opportunità professionali all'esterno del Gruppo ERG.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG Renew S.p.A., riunitosi in pari data, ha pertanto provveduto a nominare Amministratore Delegato Luca Bettonte, già consigliere di ERG Renew S.p.A. dal 2008 ed attuale Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e a cooptare quale Consigliere di ERG Renew S.p.A. Pietro Tittoni, Dirigente con responsabilità strategiche, al quale è stato attribuito il ruolo di Direttore Generale.

03
agosto
2016

ERG Wind France 1 S.a.s., società francese controllata da ERG Renew S.p.A., ha sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di non-re-

course portfolio project finance per sei parchi eolici situati in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, di proprietà delle sue società controllate. I parchi sono entrati in esercizio fra il 2005 e il 2008 e sono stato acquisiti da ERG Renew il 27 luglio 2015 da Macquarie European Infrastructure Fund. Il finanziamento, per una cifra di 42 milioni e una durata di 9,5 anni, è stato sottoscritto da UniCredit Bank AG in qualità di lender e Mandated Lead Arranger (MLA).

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 on-shore in Europa.

L'anno 2016 beneficerà in particolare del pieno contributo dei tre nuovi parchi eolici in Polonia, la cui costruzione è stata progressivamente ultimata nel corso del 2015 per una potenza installata complessiva di 82 MW, dell'acquisizione a luglio 2015 di altri sei parchi in Francia per una potenza di 63 MW, dell'incremento della potenza installata di 20 MW in Bulgaria e Romania a seguito dello scioglimento a fine 2015 della joint venture LUKERG Renew, e dell'acquisto ad inizio 2016 di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW) con una potenza installata complessiva di 206 MW. Si ricorda inoltre che nell'ambito della suddetta operazione sono state anche acquisite 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. 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 47,5 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, nonostante l'impatto di prezzi dell'energia 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 costituita 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 seguito dell'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi avvenuta a partire dal 28 maggio 2016. Tuttavia, fino a tale data, i risultati sono stati 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 in linea con le indicazioni date alla Comunità Finanziaria in occasione della Presentazione del Piano 2015-2018 (350 milioni nel 2015), ciò grazie al maggior contributo rispetto a budget derivante dalla performance degli impianti, dall'Energy Management e dal controllo dei costi centrali. Tali effetti infatti permetteranno di compensare l'impatto negativo derivante da prezzi per l'energia elettrica decisamente inferiori alle aspettative di Piano.

RISCHI E INCERTEZZE RELATIVI ALL'EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

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

Genova, 5 agosto 2016

per il Consiglio di Amministrazione

il Presidente

Edoardo Garrone





Bilancio Consolidato
semestrale abbreviato



SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

(Migliaia di Euro)	Note	30/06/2016	31/12/2015
Attività immateriali	1	952.389	845.731
Avviamento	2	141.098	141.098
Immobili, impianti e macchinari	3	2.173.669	2.054.525
Partecipazioni:	4	147.905	143.569
- valutate con il metodo del patrimonio netto		146.502	142.210
- altre partecipazioni		1.403	1.363
Altre attività finanziarie non correnti	5	39.086	38.943
- di cui con parti correlate	38	331	330
Attività per imposte anticipate	6	168.357	173.026
Altre attività non correnti	7	51.934	42.876
Attività non correnti		3.674.438	3.439.768
Rimanenze	8	23.022	21.224
Crediti commerciali	9	419.396	343.450
di cui con parti correlate	38	3.680	2.324
Altri crediti e attività correnti	10	149.607	108.821
di cui con parti correlate	38	52.458	14.659
Attività finanziarie correnti	11	17.980	92.861
di cui con parti correlate	38	8.746	8.491
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	360.226	770.564
Attività correnti		970.231	1.336.920
Attività destinate ad essere cedute		-	-
TOTALE ATTIVITÀ		4.644.669	4.776.688
Patrimonio Netto di Gruppo	13	1.540.701	1.625.959
Patrimonio Netto di Terzi	14	52.366	50.338
Patrimonio Netto		1.593.067	1.676.297
Trattamento fine rapporto	15	6.384	5.512
Passività per imposte differite	16	281.542	254.676
Fondi per rischi e oneri non correnti	17	127.207	117.748
Passività finanziarie non correnti	18	1.994.631	1.987.829
di cui con parti correlate	38	-	-
Altre passività non correnti	19	123.675	122.858
di cui con parti correlate	38	-	-
Passività non correnti		2.533.439	2.488.623
Fondi per rischi e oneri correnti	20	52.615	53.886
Debiti commerciali	21	128.673	162.101
di cui con parti correlate	38	189	210
Passività finanziarie correnti	22	223.697	323.451
di cui con parti correlate	38	-	-
Altre passività correnti	24	113.178	72.330
di cui con parti correlate	38	3.142	14.040
Passività correnti		518.163	611.768
Passività destinate ad essere cedute		-	-
TOTALE PASSIVITÀ		4.644.669	4.776.688

CONTO ECONOMICO

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2016	1° semestre 2015
Ricavi della gestione caratteristica	27	530.177	484.847
di cui con parti correlate	38	5.779	7.259
Altri ricavi e proventi	28	8.114	4.744
di cui con parti correlate	38	730	1.289
di cui poste non ricorrenti	37		
Variazioni delle rimanenze materie prime	29	1.867	755
Costi per acquisti	30	(132.910)	(212.469)
di cui con parti correlate	38	(30)	(56)
Costi per servizi e altri costi	31	(104.089)	(67.747)
di cui con parti correlate	38	(5.821)	(6.252)
di cui poste non ricorrenti	37	(932)	(4.489)
Costi del lavoro	32	(31.974)	(25.759)
di cui poste non ricorrenti	37	(1.159)	(398)
MARGINE OPERATIVO LORDO		271.185	184.371
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	33	(128.676)	(77.377)
Proventi finanziari	34	12.347	17.144
di cui con parti correlate	38	–	1.143
Oneri finanziari	34	(58.316)	(44.459)
di cui con parti correlate	38	–	
di cui poste non ricorrenti	37	(7.211)	
Proventi (oneri) finanziari netti	35	(45.969)	(27.315)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al Patrimonio Netto		8.179	(64.871)
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti		44	78.503
di cui poste non ricorrenti	37	5.690	14.449
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	36	8.223	13.632
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		104.763	93.310
Imposte sul reddito	36	(29.216)	(19.227)
di cui poste non ricorrenti	37	211	4.426
RISULTATO NETTO		75.547	74.083
Risultato netto discontinued operations		–	(500)
di cui poste non ricorrenti	37	–	(500)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		75.547	73.583
Risultato di azionisti terzi		(3.044)	(3.444)
di cui poste non ricorrenti	37	523	(189)
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		72.503	70.139

(Euro)	Note	1° semestre 2016	1° semestre 2015
Risultato netto attività continue per azione	41	0,529	0,519
Risultato netto attività continue per azione diluito	41	0,529	0,519
Risultato netto di Gruppo per azione	41	0,508	0,491
Risultato netto di Gruppo per azione diluito	41	0,508	0,491

ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2016	1° semestre 2015
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	75.547	73.583
Variazioni che non saranno riclassificate a Conto Economico		
Variazione attuariale fondo TFR	(119)	(582)
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale fondo TFR	33	160
	(86)	(422)
Variazioni che saranno riclassificate a Conto Economico		
Variazioni della riserva di cash flow hedge	(15.918)	18.678
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di cash flow hedge	(4.304)	(4.324)
	(11.614)	14.354
Variazioni che saranno riclassificate a Conto Economico		
Variazione della riserva di traduzione	(4.984)	-
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di traduzione	685	-
	(4.299)	-
Altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte	(15.999)	13.932
Risultato netto complessivo	59.549	87.515
- Risultato di azionisti terzi	(2.027)	(4.138)
Risultato netto complessivo di Gruppo	57.521	83.377

RENDICONTO FINANZIARIO

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2016	1° semestre 2015
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):		
Risultato netto del periodo	75.547	73.583
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	128.676	77.377
- Variazione netta dei fondi per rischi e oneri	2.036	(16.495)
- Variazione netta delle attività (passività) per imposte anticipate (differite)	(4.217)	4.132
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	-	2.581
- Plusvalenze/minusvalenze da realizzo di attività non correnti	-	161
- Quota dei risultati delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(8.542)	(15.772)
- Conguaglio su cessione partecipazione in ERG Oil Sicilia S.r.l.	-	(500)
- Variazione del trattamento di fine rapporto	872	(586)
Flusso di cassa della gestione corrente	194.372	124.481
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:		
- Variazione delle rimanenze	(1.788)	29.883
- Variazione dei crediti commerciali	(71.795)	110.297
- Variazione dei debiti commerciali	(36.367)	(153.863)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	32	(69.526)
	(109.918)	(83.209)
Totale	84.454	41.271
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):		
Acquisizioni di attività immateriali e avviamento	(1.524)	(991)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	(17.131)	(51.218)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	(27)	(349)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	2.027	-
Incasso conguaglio da acquisizione ERG Hydro S.r.l.	10.510	-
Disinvestimenti di attività immateriali e avviamento	2	-
Disinvestimenti di immobili, impianti e macchinari e relative plus/minusvalenze	1.011	1.656
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4.850	3.061
Totale	(282)	(47.842)
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):		
Nuovi finanziamenti non correnti	325.000	-
Rimborsi di finanziamenti non correnti	(530.156)	(13.583)
Variazione netta finanziamenti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	-	-
Variazione netta delle altre passività finanziarie non correnti	-	(107.740)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	-	36.374
Variazione netta delle altre attività/passività finanziarie correnti	18.428	29.141
Aumenti/rimborsi di capitale sociale	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-
Dividendi corrisposti a terzi	(142.800)	(71.402)
Aumento di capitale	-	-
Altre variazioni di patrimonio netto	(15.975)	12.875
Totale	(345.503)	(114.335)
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO (D)	(149.007)	(6.872)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO (A+B+C+D)	(410.338)	(127.777)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO	770.564	1.169.359
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(410.338)	(127.777)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO	360.226	1.041.583
INFORMAZIONI AGGIUNTIVE DEL RENDICONTO FINANZIARIO		
	1° semestre 2016	1° semestre 2015
Pagamento imposte sul reddito	8.690	98.720
Interessi passivi pagati	23.640	13.065

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Totale	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
SALDO AL 31.12.2014	15.032	1.586.631	69.804	1.671.465	47.387	1.718.852
Destinazione del risultato 2014	-	69.804	(69.804)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(71.402)	-	(71.402)	-	(71.402)
Altre variazioni	-	(999)	-	(999)	(58)	(1.057)
Risultato 1° semestre 2015	-	-	70.139	70.139	3.444	73.583
Variazione attuariale fondo TFR	-	(412)	-	(412)	(10)	(422)
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	13.650	-	13.650	704	14.354
Risultato netto complessivo	-	13.238	70.139	83.377	4.138	87.515
SALDO AL 31.12.2015	15.032	1.597.272	70.139	1.682.440	51.469	1.733.907
SALDO AL 31.12.2015	15.032	1.590.302	20.626	1.625.959	50.338	1.676.297
Destinazione del risultato 2015	-	20.626	(20.626)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(142.800)	-	(142.800)	-	(142.800)
Altre variazioni	-	23	-	23	2	25
Risultato 1° semestre 2016	-	-	72.503	72.503	3.044	75.547
Variazione attuariale fondo TFR	-	(86)	-	(86)	-	(86)
Variazione riserva di traduzione	-	(3.914)	-	(3.914)	(385)	(4.299)
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	(10.983)	-	(10.983)	(632)	(11.615)
Risultato netto complessivo	-	(14.983)	72.503	57.521	2.027	59.549
SALDO AL 30.06.2016	15.032	1.453.167	72.503	1.540.701	52.366	1.593.067



NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Per ERG si intende ERG S.p.A. e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

NATURA DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel 2015 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 ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano all'estero. 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 altamente modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso le attività di Energy Management.

CRITERI DI REDAZIONE

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2016, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stata predisposta in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi" e, per quanto riguarda i criteri di iscrizione e di valutazione, secondo quanto indicato dai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi anche tutti i Principi Internazionali oggetto di interpretazione (International Financial Reporting Standards – IFRS) e le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e del precedente Standing Interpretations Committee (SIC).

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio annuale per le quali pertanto si rimanda al Bilancio del Gruppo al 31 dicembre 2015.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare tutti gli importi arrotondati alle migliaia di Euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2016 è oggetto di revisione contabile limitata come previsto dalla Delibera CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997.

I risultati di tale attività, svolta dalla società Deloitte & Touche S.p.A., saranno resi pubblici appena disponibili.

CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2016 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2015, in considerazione anche di quanto di seguito indicato.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2016

Vengono qui di seguito indicati e brevemente illustrati gli IFRS in vigore a partire dal 1° gennaio 2016.

- In data 24 novembre 2015 è stato emesso il regolamento UE n. 2015/2173 che ha recepito alcune modifiche di portata minore all'**IFRS 11 - Contabilizzazione dell'acquisizione di partecipazioni in Attività a Controllo Congiunto**. In particolare sono state introdotte nuove linee guida relative al trattamento contabile dell'acquisizione di una partecipazione in un Joint Operation che costituisce un business ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni Aziendali. Tali modifiche devono essere applicate prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2016.

L'adozione di dette modifiche non ha comportato alcun effetto sul Bilancio Consolidato abbreviato al 30 giugno 2016.

- In data 2 dicembre 2015 è stato emesso il regolamento UE n. 2015/2231 che ha recepito alcune modifiche di portata minore allo **IAS 16 (immobili, impianti e macchinari)** e allo **IAS 38 (Attività immateriali)**. In particolare è stata chiarita la non applicabilità della metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Per le sole attività immateriali tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii) quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati.

Tali modifiche devono essere applicate prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2016.

L'adozione di dette modifiche non ha comportato alcun effetto sul Bilancio Consolidato abbreviato al 30 giugno 2016.

- In data 15 dicembre 2015 è stato emesso il regolamento UE n. 2015/2343 che ha recepito il documento **Annual Improvements to IFRSs: 2012-2014 Cycle**. Le principali modifiche riguardano:
 - IFRS 5 Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate
 - IFRS 7 Strumenti finanziari: informazioni integrative
 - IAS 19 Benefici per i dipendenti;
 - IAS 34 Bilanci intermedi;

Tali modifiche devono essere applicate prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2016.

L'adozione di dette modifiche non ha comportato alcun effetto significativo sul Bilancio Consolidato abbreviato al 30 giugno 2016.

- In data 18 dicembre 2015 è stato emesso il regolamento UE n. 2015/2406 che ha recepito alcune modifiche allo **IAS 1 (Presentazione del Bilancio) - Iniziativa di informativa**. Le principali modifiche riguardano:
 - materialità: viene precisato che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione

di informazioni immateriali può inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;

- disaggregazione e subtotali: viene chiarito che le specifiche voci di Conto Economico separato, di Conto Economico complessivo e della Situazione patrimoniale e finanziaria possono essere disaggregate. Sono introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
- struttura delle note: viene precisato che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine di presentazione delle note di bilancio. Nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota delle Altre componenti del Conto Economico complessivo relativa alle partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere suddivisa tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto Economico separato.

Tali modifiche devono essere applicate a partire dal 1° gennaio 2016.

L'adozione di dette modifiche non ha comportato alcun effetto significativo sul Bilancio Consolidato abbreviato al 30 giugno 2016.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS non ancora omologati dall'Unione Europea

Alla data del presente Bilancio Consolidato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione degli emendamenti e dei principi sotto descritti.

- **IFRS 14** – Regulatory Deferral Accounts.
- **IFRS 15** Revenue from Contracts with Customers.
- **IFRS 9** – Financial Instruments.
- Amendments to **IAS 27**: Equity Method in Separate Financial Statement.
- Amendments to **IFRS 10** and **IAS 28**: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or joint venture.

USO DI STIME – RISCHI E INCERTEZZE

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive. Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di esercizio in esercizio e, pertanto, non è da escludersi che negli esercizi successivi gli attuali valori di bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate. Le principali stime per le quali è maggiormente richiesto l'impiego di valutazioni soggettive sono state utilizzate, tra l'altro, per:

- la stima dei ricavi della gestione caratteristica afferenti al Business Power (con particolare riferimento a quanto indicato nel capitolo successivo);

- gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino e svalutazione di attivo;
- la definizione della vita utile delle immobilizzazioni e i correlati ammortamenti;
- gli accantonamenti per fondi rischi di natura ambientale e per passività correlate a contenziosi di natura legale e fiscale; in particolare, i processi valutativi riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario, sia la quantificazione del relativo ammontare;
- le imposte differite attive, la cui iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo dei consolidati fiscali;

Si segnala inoltre un rischio di incertezza relativa ai "certificati verdi" in Romania con particolare riferimento al valore di effettivo incasso di quelli maturati sulle produzioni fino al 2017 e che saranno assegnati nel periodo di tempo compreso tra il 2018 e il 2020.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto Economico nel periodo in cui la variazione è avvenuta.

EMENDAMENTO MUCCHETTI PER LE UNITÀ DI PRODUZIONE IN SICILIA – AGGIORNAMENTO SUL COMPLETAMENTO DELL'INTERVENTO "SORGENTE-RIZZICONI"

L'art. 23, comma 3 bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 ha stabilito 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 periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014 e alla Deliberazione 521/2014

e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 28 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente. In riferimento al corrispettivo di reintegro dei costi di generazione dell'anno 2015 si ricorda che il 31 dicembre 2015 era stato incassato l'acconto relativo al primo semestre 2015. Nel mese di luglio 2016 è stato richiesto il saldo relativo all'intero anno 2015. Entro il mese di settembre 2016 sarà richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro dell'anno 2016, relativo al primo trimestre 2016, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015.

IMPAIRMENT TEST

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste una qualsiasi indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività.

Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore, così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36.

In particolare, per tale valutazione si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

In riferimento agli asset del Gruppo, fatta esclusione per quanto riportato nel paragrafo successivo, non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti e delle immobilizzazioni immateriali e materiali allocate alle Cash Generating Unit identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2015.

Parchi eolici in Polonia

Per una descrizione dettagliata dello scenario tariffario in Polonia e delle relative incertezze normative si rimanda a quanto commentato nel relativo capitolo della Relazione intermedia sulla Gestione. A tal proposito si deve precisare che tali incertezze hanno contribuito nel primo semestre 2016 ad una forte discesa nel prezzo dei Certificati d'Origine scambiati sul mercato, impattando negativamente la redditività degli impianti esistenti.

In considerazione delle condizioni di mercato sopra descritte e dell'andamento dei risultati del primo semestre dei parchi eolici in Polonia, gli Amministratori non possono escludere che tali risultati possano trovare conferma anche in visione prospettica. Pertanto, gli Amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre i possibili impatti conseguenti al perdurare delle incertezze e degli elementi di criticità che caratterizzano il quadro macroeconomico di riferimento ed in particolare valuteranno se il perdurare di tali elementi potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore tale da richiedere un adeguamento del valore contabile delle attività iscritte in bilancio.

Si segnala infine che per quanto riguarda la verifica del valore della partecipazione in TotalErg non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere un adeguamento del valore della partecipata confermando pertanto i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2015.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Area di consolidamento

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato comprende il consolidamento integrale dei dati di ERG S.p.A., società Capogruppo, e delle partecipate di cui la stessa detiene direttamente o indirettamente il controllo. Tale controllo esiste quando il Gruppo ha il potere di determinare le politiche finanziarie e operative di un'impresa al fine di ottenere benefici. Le società controllate sono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente ottenuto dal Gruppo e cessano di essere consolidate dalla data in cui il controllo è trasferito al di fuori del Gruppo.

Le collegate, nelle quali ERG S.p.A. esercita un'influenza notevole, oppure le imprese nelle quali esercita il controllo congiunto sulle politiche finanziarie e operative, sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono inseriti nel Bilancio Consolidato dalla data in cui l'influenza notevole ha avuto inizio e fino alla data in cui essa cessa.

Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, dopo aver azzerato il valore della partecipazione, si accantona la quota delle perdite di competenza nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite, nei confronti dell'impresa partecipata, a coprire le perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto o in relazione alla sua sfera di attività.

Si segnala che non vi sono società consolidate con il metodo proporzionale.

ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO

Vengono di seguito riportati gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al costo.

Elenco delle società controllate **consolidate integralmente**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
ERG S.p.A.					
ERG Power Generation S.p.A.	Genova	100%	100%	6.000	309.355
ERG Renew S.p.A.	Genova	93%	93%	107.692	679.485
ERG Services S.p.A.	Genova	100%	100%	1.200	10.128
ERG Power Generation S.p.A.					
ERG Hydro S.r.l.	Genova	100%	100%	50.000	784.342
ERG Power S.r.l.	Genova	100%	100%	5.000	125.734
ERG Renew S.p.A.					
Blachy Pruszyński-Eenergy SPZ.O.O.	Rzgów (Polonia)	100%	93%	3.000	699
Brockaghboy Windfarm Ltd.	Belfast (Nord Irlanda)	100%	93%	–	(395)
CSO Energy GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	210	228
CSO Energy S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.415	237
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova	100%	93%	10	45.188
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Catanzaro	100%	93%	10	1.827
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Genova	100%	93%	38	4.120
ERG Eolica Calabria S.r.l.	Catanzaro	100%	93%	10	154
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova	100%	93%	120	31.644
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova	100%	93%	10	7.345
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro	100%	93%	50	20.589
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova	100%	93%	10	1.250
ERG Eolica S. Ciro S.r.l.	Genova	100%	93%	3.500	19.430
ERG Eolica S. Vincenzo S.r.l.	Genova	100%	93%	3.500	18.663
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale	100%	93%	10	26
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	21.625	27.025
ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. (3)	Genova	100%	93%	10	4.676
ERG Wind 105 GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	1	(437)
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.097	(7.329)
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.410	943
ERG Wind GmbH	Vienna (Austria)	100%	93%	20.508	(176)
ERG Wind Investments Ltd.	Gibilterra	100%	93%	–	78.406
ERG Wind Neunte GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	25	56
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	25	20
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	25	20
EW Orneta 2 Z.O.O.	Szczecin (Polonia)	100%	93%	32.675	29.612
Green Vicari S.r.l.	Camporeale	100%	93%	119	13.054
Hydro Inwestycje SPZ.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	93%	5	(784)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Brockaghboy Windfarmi Ltd. espressi in migliaia di sterline, Blachy Pruszyński SPZ.O.O., EW Orneta 2 SPZ.O.O., Hydro Inwestycje SPZ.O.O. espressi in migliaia di Zloty

(3) in data 29 febbraio 2016 è stata istituita la sede secondaria in Chartres (Francia)

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto ^{(1) (2)}
ERG Eolienne France S.a.s.					
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(3.216)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.114	(571)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.114	(266)
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.060	(109)
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	861	1.949
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.097	(1.379)
ERG Wind 105 GmbH					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(714)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(693)
ERG Wind France 1 S.a.s.					
ERG Wind France 2 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	93%	1	(11)
Cepe Pays De Montbeliard S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	93%	365	(3.530)
Cepe de Murat S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	93%	444	2.919
Cepe de Saint Florentin S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	93%	251	(4.242)
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	100	1.766
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	100	3.242
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	80	2.186
ERG Wind French Holdings S.a.s.					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.ar.l.	Parigi (Francia)	100%	93%	8	(1.074)
Parc Eolien de Morvilers Sarl	Parigi (Francia)	100%	93%	8	(751)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(183)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	1.164	1.176
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	93%	15	(1.847)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	93%	15	(1.614)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(620)
Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	93%	505	297
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(839)
SEPE du Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	93%	37	(256)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro



	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale <small>(1) (2)</small>	Patrimonio netto <small>(1) (2)</small>
ERG Wind GmbH					
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	93%	152.000	123.913
ERG Wind Bulgaria GmbH	Vienna (Austria)	100%	93%	35	4.022
ERG Wind Bulgaria GmbH					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	4.379	4.519
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.179	3.164
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.024	3.708
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.051	3.749
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	4.113	4.552
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	4.113	4.388
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	1.520	1.594
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.034	2.707
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.057	2.952
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	2.955	4.073
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.059	2.916
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	3.023	2.740
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	505	777
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	175	737
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	93%	2.157	2.374

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
ERG Wind Investments Ltd.					
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova	100%	93%	212	883.700
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.	Londra (UK)	100%	93%	0	(3.346)
ERG Wind MEI 2-14-2 Ltd.	Londra (UK)	100%	93%	0	(333)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.					
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova	100%	93%	77	38.604
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	29.678
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova	100%	93%	6.633	57.445
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova	100%	93%	1.000	82.116
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova	100%	93%	10	270
ERG Wind Sardegna S.r.l.					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	39.251
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	12.335
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	18.024
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	25.167
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	47.630
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova	100%	93%	77	29.035
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.					
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	93%	33.168	21.474
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	93%	28.010	18.446
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	93%	33.585	23.594
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	93%	29.721	20.486

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH					
Epuron Energy Park 117 (Frehne) GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	93%	1	(407)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	93%	-	-
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	-	1.233
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	1	2.344
Windpark Cottbuser Halde GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	5	(3.753)
Windpark Achmer Vinte GmbH	Leisnig (Germania)	100%	93%	7.500	(3.142)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

Elenco delle partecipazioni **valutate secondo il metodo del patrimonio netto**:

Società	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2016
(Migliaia di Euro)						
ERG S.p.A.						
TotalErg S.p.A. (3)	Roma	51,00%	51,00%	47.665	161.401	133.347
Società in joint venture						133.347
ERG Power S.r.l.						
Priolo Servizi S.c.p.A. (3)	Melilli	24,41%	24,41%	28.100	49.735	13.155
Società collegate						13.155
TOTALE						146.502

(1) dati riferiti al 2015 per le imprese joint ventures; ultimi bilanci approvati alla data del Consiglio di Amministrazione per le imprese collegate e le altre imprese

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) in joint venture con Total Raffinage Marketing

(4) la società consorziale è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l. e con gli altri soci del gruppo Versalis S.p.A. e Syndial

Elenco delle società **consolidate secondo il metodo del costo**:

Società	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2016
(Migliaia di Euro)						
ERG S.p.A.						
ERG Petroleos S.A. (3)	Madrid (E)	100,00%	100,00%	3.050	(5.521)	-
ERG Renew S.p.A.						
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo	99,00%	91,93%	20	250	25
ERG Eolica Lucana S.r.l.	Genova	100,00%	92,86%	10	9	375
ERG Wind Bulgaria S.r.l.	Genova	100,00%	92,86%	-	-	40
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova	100,00%	92,86%	100	186	123
Società controllate						563
ERG Renew S.p.A.						
Longburn Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	50,00%	50,00%	-	-	175
Sandy Knove Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	50,00%	50,00%	-	-	175
Società in joint ventures (4)						349
ERG S.p.A.						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza	0,04%	0,06%	276	1.026	-
Emittenti titoli S.p.A.	Milano	0,51%	0,51%	4.264	15.997	26
Meroil S.A.	Barcellona (E)	0,87%	0,87%	19.077	49.690	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova	4,86%	4,86%	3.058	3.069	155
Altre società						491
TOTALE						1.403

(1) dati riferiti al 2015 per le imprese joint ventures; ultimi bilanci approvati alla data del Consiglio di Amministrazione per le imprese collegate e le altre imprese

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) società in liquidazione. Si precisa che a fronte del patrimonio netto negativo di ERG Petroleos è stanziato un fondo rischi su partecipazioni per circa 5,5 milioni

(4) società valutate al costo in quanto non operative

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su partecipazioni del Gruppo.

- In data **2 febbraio 2016** ERG Renew S.p.A. 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. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Variazione area di consolidamento**.
- In data **29 febbraio 2016** ERG Renew S.p.A. 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. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Variazione area di consolidamento**.
- In data **1° aprile 2016** ERG Renew S.p.A. ha ceduto la totalità delle quote delle società di diritto francese Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s., Parc Eolien du Bois Bigot S.a.s., Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s. a favore di ERG Wind France 1 S.a.s. L'operazione non ha impatti nella presente Relazione in quanto under common control.
- In data **6 aprile 2016** ERG S.p.A. ha ceduto a UniCredit S.p.A. l'intera partecipazione posseduta in I-Faber S.p.A. (23%) per un valore pari a 4,2 milioni, in linea con il valore di iscrizione. La cessione non ha pertanto impatto a Conto Economico.
- In data **13 aprile 2016** ERG Renew S.p.A. ha perfezionato l'acquisto da International Power Consolidated Holding Limited del rimanente 20% della partecipazione di ERG Wind Investment Limited a seguito dell'esercizio dell'opzione call da parte di ERG Renew S.p.A. che conseguentemente da tale data detiene la totalità del capitale sociale della partecipata.
Si precisa che l'operazione non ha impatti nella presente Relazione in quanto nei bilanci precedenti, in considerazione dell'opzione put and call in essere, si era assunta come già certa l'acquisizione delle quote attribuibile all'azionista di minoranza con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle relative interessenze di minoranza.
- In data **31 maggio 2016** è stata costituita la società ERG Wind Bulgaria S.r.l.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli e garanzie sulle partecipazioni detenute dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 25 – Covenants e negative pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2015.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Di seguito vengono riepilogati i dettagli delle principali operazioni su partecipazioni del Gruppo che hanno modificato l'area di consolidamento.

Nella tabella sottostante sono riepilogati gli effetti delle operazioni sulla situazione patrimoniale- finanziaria del Gruppo.

(Migliaia di Euro)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO			TOTALE
	Brockaghboy Windfarm Ltd.	Società da Impax Asset Management Group (C.G.U. Francia)	Società da Impax Asset Management Group (C.G.U. Germania)	
Attività immateriali	6.487	87.017	44.254	137.758
Avviamento	-	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	6.781	135.351	58.973	201.106
Partecipazioni	-	-	-	-
Altre attività finanziarie	-	756	5	761
Attività per imposte anticipate	-	1.819	427	2.246
Altre attività non correnti	244	5.354	2.954	8.552
Attività non correnti	13.512	230.297	106.613	350.422
Rimanenze	-	11	-	11
Crediti commerciali	-	566	3.585	4.151
Altri crediti e attività correnti	-	4.104	255	4.359
Attività finanziarie correnti*	-	44	1	45
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(5.983)	(23.743)	(8.392)	(38.118)
Attività correnti	(5.983)	(19.018)	(4.551)	(29.552)
	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	7.529	211.278	102.062	320.870
Patrimonio Netto	-	-	-	-
Trattamento fine rapporto	-	-	-	-
Passività per imposte differite	-	25.099	12.899	37.998
Fondi per rischi e oneri non correnti	-	3.596	2.556	6.152
Passività finanziarie non correnti*	7.529	134.285	75.039	216.853
Altre passività non correnti	-	-	-	-
Passività non correnti	7.529	162.981	90.494	261.004
Fondi per rischi e oneri correnti	-	-	-	-
Debiti commerciali	-	556	2.383	2.939
Passività finanziarie correnti*	-	42.944	8.580	51.524
Altre passività correnti	-	4.798	605	5.403
Passività correnti	-	48.298	11.568	59.866
	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	7.529	211.278	102.062	320.870
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(13.512)	(200.928)	(92.010)	(306.450)

Acquisizione Brockaghboy Windfarm Ltd.

In data **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 ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e prevede di 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) 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'accREDITO 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.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 13,3 milioni di cui 6,0 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 7,5 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo della società target. I costi sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 0,5 milioni, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e sono contabilizzati nel Conto Economico dell'esercizio corrente tra i costi per servizi e altri costi.

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione e allocazione del prezzo di acquisto

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(Migliaia di Euro)	Acquisizione Asset	Purchase Price Allocation ⁽¹⁾	Brockaghboy Windfarm Ltd.
Attività immateriali	-	6.487	6.487
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	6.781	-	6.781
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	-	-	-
Attività per imposte anticipate	-	-	-
Altre attività non correnti	244	-	244
Attività non correnti	7.025	6.487	13.512
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	-	-	-
Altri crediti e attività correnti	-	-	-
Attività finanziarie correnti*	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	-	(5.983)	(5.983)
Attività correnti	-	(5.983)	(5.983)
TOTALE ATTIVITÀ	7.025	504	7.529
Patrimonio Netto	(504)	504	-
Trattamento fine rapporto	-	-	-
Passività per imposte differite	-	-	-
Fondi per rischi e oneri non correnti	-	-	-
Passività finanziarie non correnti*	7.529	-	7.529
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	7.529	-	7.529
Fondi per rischi e oneri correnti	-	-	-
Debiti commerciali	-	-	-
Passività finanziarie correnti*	-	-	-
Altre passività correnti	-	-	-
Passività correnti	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	7.025	504	7.529
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(7.529)	(5.983)	(13.512)

(1) attribuzione provvisoria

Si commentano qui di seguito i valori esposti:

nella colonna **Aquisizione Asset**:

- immobili, impianti e macchinari: opere civili in corso di costruzione;
- passività finanziarie non correnti: debito verso soci esistente al momento dell'acquisizione. Il fair value alla data di acquisizione ne approssima il valore nominale.

nella colonna **Purchase Price Allocation**:

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- passività finanziarie correnti: valore del corrispettivo per l'acquisizione del 100% del capitale sociale della società target.

Acquisizione da Impax Asset Management Group

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.

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato riflette gli impatti del consolidamento delle nuove società francesi e tedesche a partire dal 1° gennaio 2016, considerando non significativi gli effetti sul Conto Economico del periodo temporale tra la data di closing e la data di effettivo consolidamento contabile.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 135,5 milioni di cui 56,3 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 79,2 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo della società target. I costi sostenuti per perfezionare l'operazione, pari 0,4 a milioni, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e sono contabilizzati nel Conto Economico dell'esercizio corrente tra i costi per servizi e altri costi.

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione e allocazione del prezzo di acquisto

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

Nell'ambito di purchase price allocation sono state individuate due cash generating unit facenti capo ai parchi eolici siti in Francia e in Germania. Nelle tabelle successive sono proposte in un'esposizione separata gli importi allocati sulle due diverse CGU.

Allocazioni a Cash Generating Unit "Impax Asset Management Francia"

(Migliaia di Euro)	Acquisizione Asset	Purchase Price Allocation ⁽¹⁾	Società da Impax Asset Management Group (C.G.U. Francia)
Attività immateriali	10.557	76.460	87.017
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	135.351	-	135.351
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	756	-	756
Attività per imposte anticipate	1.621	198	1.819
Altre attività non correnti	5.354	-	5.354
Attività non correnti	153.639	76.658	230.297
Rimanenze	11	-	11
Crediti commerciali	566	-	566
Altri crediti e attività correnti	4.104	-	4.104
Attività finanziarie correnti *	44	-	44
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	19.475	(43.218)	(23.743)
Attività correnti	24.200	(43.218)	(19.018)
TOTALE ATTIVITÀ	177.839	33.440	211.278
Patrimonio Netto	(7.741)	7.741	-
Trattamento fine rapporto	-	-	-
Passività per imposte differite	-	25.099	25.099
Fondi per rischi e oneri non correnti	2.996	600	3.596
Passività finanziarie non correnti*	134.285	-	134.285
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	137.281	25.699	162.981
Fondi per rischi e oneri correnti	-	-	-
Debiti commerciali	556	-	556
Passività finanziarie correnti*	42.944	-	42.944
Altre passività correnti	4.798	-	4.798
Passività correnti	48.298	-	48.298
TOTALE PASSIVITÀ	177.839	33.440	211.278
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(157.710)	(43.218)	(200.928)

(1) attribuzione provvisoria

Si commentano qui di seguito valori esposti:

nella colonna **Aquisizione Asset**:

- attività immateriali: concessioni relative a parchi eolici;
- immobili, impianti e macchinari: principalmente turbine, pale, trasformatori;
- altre attività finanziarie: titoli e depositi cauzionali;
- altre attività non correnti: crediti verso l'erario a lungo termine;
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica;
- altri crediti e attività correnti: quote di oneri differiti;
- fondi per rischi e oneri: relativi principalmente ad oneri di smantellamento relativi ai parchi eolici;
- passività finanziarie non correnti: quota a medio-lungo termine del debito verso banche per Project Financing e del debito verso soci esistente al momento dell'acquisizione. Il fair value alla data di acquisizione ne approssima il valore nominale;
- passività finanziarie correnti: quota a breve termine del debito verso banche per Project Financing e del debito verso soci esistente al momento dell'acquisizione. Il fair value alla data di acquisizione ne approssima il valore nominale.

nella colonna **Purchase Price Allocation**:

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- passività per imposte differite: valore delle imposte differite passive riconosciute a fronte dell'attribuzione di cui al punto precedente;
- passività finanziarie correnti: valore del corrispettivo per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target in Francia.

Allocazioni a Cash Generating Unit "Impax Asset Management Germania"

(Migliaia di Euro)	Acquisizione Asset	Purchase Price Allocation ⁽¹⁾	Società da Impax Asset Management Group (C.G.U. Germania)
Attività immateriali	341	43.913	44.254
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	58.973	-	58.973
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	5	-	5
Attività per imposte anticipate	427	-	427
Altre attività non correnti	2.954	-	2.954
Attività non correnti	62.700	43.913	106.613
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	3.585	-	3.585
Altri crediti e attività correnti	255	-	255
Attività finanziarie correnti *	1	-	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	4.660	(13.052)	(8.392)
Attività correnti	8.501	(13.052)	(4.551)
TOTALE ATTIVITÀ	71.201	30.861	102.062
Patrimonio Netto	(18.126)	18.126	-
Trattamento fine rapporto	-	-	-
Passività per imposte differite	164	12.735	12.899
Fondi per rischi e oneri non correnti	2.556	-	2.556
Passività finanziarie non correnti*	75.039	-	75.039
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	77.759	12.735	90.494
Fondi per rischi e oneri correnti	-	-	-
Debiti commerciali	2.383	-	2.383
Passività finanziarie correnti*	8.580	-	8.580
Altre passività correnti	605	-	605
Passività correnti	11.568	-	11.568
TOTALE PASSIVITÀ	71.201	30.861	102.062
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(78.958)	(13.052)	(92.010)

(1) attribuzione provvisoria

Si commentano qui di seguito i valori esposti:

nella colonna **Acquisizione Asset**:

- attività immateriali: concessioni relative a parchi eolici;
- immobili, impianti e macchinari: principalmente turbine, pale, trasformatori;
- altre attività non correnti: crediti verso l'erario a lungo termine e oneri differiti;
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica;
- fondi per rischi e oneri: relativi principalmente ad oneri di smantellamento relativi ai parchi eolici;



- passività finanziarie non correnti: quota a medio lungo termine del debito verso banche per Project Financing e del debito verso soci esistente al momento dell'acquisizione. Il fair value alla data di acquisizione ne approssima i valori nominali;
- passività finanziarie correnti: quota a breve termine del debito verso banche per Project Financing e del debito verso soci esistente al momento dell'acquisizione. Il fair value alla data di acquisizione ne approssima i valori nominali.

nella colonna **Purchase Price Allocation**:

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- passività per imposte differite: valore delle imposte differite passive riconosciute a fronte dell'attribuzione di cui al punto precedente;
- passività finanziarie correnti: valore del corrispettivo per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target in Germania.

Impatti dell'acquisizione sui risultati del Gruppo

Il contributo dell'acquisizione da Impax Asset Management Group al risultato del Gruppo tra la data del primo consolidamento (1° gennaio 2016) e la data di riferimento del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stato il seguente:

(Milioni di Euro)

Ricavi totali	21.259
Margine operativo lordo	15.559
Risultato operativo	3.568
Risultato netto	(1.792)

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE

TotalErg S.p.A.

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. Grazie alla joint venture ERG ha beneficiato di un rafforzamento della posizione competitiva sul mercato con il raggiungimento di significative sinergie commerciali e di costi, in partnership con uno degli operatori Oil più importanti al mondo. La società è consolidata a patrimonio netto dal 1° luglio 2010.

Si precisa che a partire dal 1° gennaio 2015 i valori adjusted economici e finanziari esposti nella Relazione sulla Gestione non includono più il contributo della joint venture TotalErg S.p.A. in quanto non è più considerata attività core nel nuovo assetto strategico e industriale del Gruppo.

Il Gruppo inoltre esercita un controllo congiunto nelle seguenti società di minori dimensioni:

Priolo Servizi S.C.P.A.

Società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (24,41%), ISAB S.r.l. (38,05%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (33,16%) e Syndial (4,38%).

Longburn Wind Farm LTD e Sandy Knove Wind Farm Ltd.

Società di diritto inglese di cui ERG Renew S.p.A. in data 19 giugno 2015 ha acquistato il 50% delle quote. L'acquisto delle società, non ancora operative, è finalizzato allo sviluppo di due progetti eolici ubicati in Scozia, della potenza rispettivamente di 60 MW e 49 MW.

IFRS 12

Il principio IFRS 12 “Informativa su partecipazione in altre imprese” include tutte le disposizioni in materia di informativa in precedenza incluse nello IAS 27 relativo al Bilancio Consolidato, nonché tutte le disposizioni di informativa dello IAS 31 e dello IAS 28 relativa alle partecipazioni di una società in società controllate, congiuntamente controllate, collegate e in veicoli strutturati e prevede inoltre nuove casistiche di informativa.

La finalità del principio è di richiedere a un’entità di indicare le informazioni che permettano agli utilizzatori del bilancio di valutare la natura e i rischi derivanti dalle sue partecipazioni in altre entità e gli effetti di tali partecipazioni sulla situazione patrimoniale finanziaria, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

Valutazioni e assunzioni significative

Le società designate come controllate nel paragrafo **Elenco società del Gruppo** sono entità in cui il Gruppo ERG dispone della maggioranza dei voti esercitabili ed esercita un’influenza dominante nell’assemblea ordinaria.

Le società designate come controllate a controllo congiunto nel paragrafo **Elenco società del Gruppo** sono imprese sulle cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto così come definito dallo IAS 28 – Partecipazioni società collegate e joint venture.

Le società designate come collegate congiunto nel paragrafo **Elenco società del Gruppo** sono imprese sulle cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto così come definito dallo IAS 28 – Partecipazioni società collegate e joint venture.

Partecipazioni in società controllate

Al fine dell’informativa sulla composizione del Gruppo si rimanda all’ **Area di Consolidamento**.

In merito alla natura e alla misura di restrizioni alla capacità del Gruppo di accedere o utilizzare attività e di estinguere passività si rimanda alla **Nota 25 – Covenants e negative pledge**.

Le conseguenze delle variazioni di quote partecipative in società controllate avvenute nel corso dell’esercizio 2015 sono espresse nel paragrafo **Variazione Area di Consolidamento**.

Relativamente alle disposizioni che possono limitare la distribuzione di dividendi o altre distribuzioni di capitale si ricorda che nell’ambito degli accordi di Project Financing, la distribuzione delle quote disponibili di patrimonio netto ai Soci è subordinata alla verifica delle condizioni previste dal contratto di credito del progetto che impongono il raggiungimento di determinati indici di copertura finanziaria e l’assenza di situazioni di default. Per il dettaglio dei vincoli e dei valori contabili delle attività e passività a cui si applicano tali restrizioni per singola società si rimanda alla **Nota 25 – Covenants e negative pledge**.

Partecipazioni in accordi a controllo congiunto e società collegate

Al fine dell’informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in accordi a controllo congiunto e in società collegate si rimanda a quanto riportato nei paragrafi **Elenco società del Gruppo**, **Società in joint ventures** e **Partecipazione in TotalErg**.

Si precisa che a fronte di una quota partecipativa del 51% del Gruppo in TotalErg S.p.A. questa è considerata joint venture in virtù degli accordi tra i soci che prevedono una governance di natura paritetica. In merito al riepilogo dei dati economico finanziari delle entità in joint venture e collegate si vedano le tabelle seguenti:

SINTESI DEI PRINCIPALI DATI ECONOMICO FINANZIARI

(Migliaia di Euro)	TOTALERG		PRIOLO SERVIZI	
	30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015
Attività non correnti	623.798	631.480	83.739	83.026
Attività finanziarie correnti	59.196	106.378	1	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	52.757	105.253	1	-
Attività correnti	1.072.461	991.588	10.973	12.040
Totale attività	1.696.259	1.623.068	94.712	95.066
Passività finanziarie non correnti	204.071	204.071	-	-
Passività non correnti	294.540	299.611	1.681	1.321
Passività finanziarie correnti	105.506	201.699	24.256	27.628
Passività correnti	1.150.811	1.087.865	39.139	44.010
Patrimonio netto	250.908	235.593	53.892	49.735
Totale patrimonio netto e passività	1.696.259	1.623.069	94.712	95.066

	1° sem. 2016	1° sem. 2015	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Ricavi	1.808.254	2.419.168	25.985	27.437
Utile/(perdite) derivante da attività operative in esercizio	16.436	25.872	332	358
Altre componenti d Conto Economico complessivo	4.456	1.211	-	-
Totale Conto Economico complessivo	20.892	27.083	332	358
Svalutazioni e ammortamenti	(35.313)	(40.042)	(3.989)	(2.834)
Interessi attivi	(118)	-	-	-
Interessi passivi	(9.952)	(14.180)	(358)	(446)
Imposte sul reddito	(8.075)	(13.945)	(465)	(649)

RICONCILIAZIONE CON IL VALORE CONTABILE DELLA PARTECIPAZIONE

(Migliaia di Euro)	TOTALERG		PRIOLO SERVIZI	
	30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015
Quota di pertinenza del Gruppo ERG	51%	51%	24%	24%
Quota di patrimonio netto di pertinenza del Gruppo	127.963	120.152	13.155	12.140
Purchase Price Allocation / altre rettifiche di consolidamento	5.384	5.668	-	-
Valore contabile della partecipazione	133.347	125.820	13.155	12.140

OPZIONE SU MINORITIES

Nel mese di **dicembre 2013** ERG ha sottoscritto con UniCredit un accordo che ha definito l'ingresso dell'Istituto bancario nell'azionariato di ERG Renew S.p.A. attraverso l'acquisizione di una quota di minoranza pari al 7,14% del capitale sociale, mediante un aumento di capitale riservato, per un controvalore di 50 milioni.

L'accordo prevede un periodo di lock-up della durata di quattro anni a partire dal closing dell'operazione (**16 gennaio 2014**), fatta salva la possibilità di ERG di quotare ERG Renew S.p.A. (IPO ERG Renew S.p.A.), nonché il riconoscimento a UniCredit della facoltà di cedere (opzione) ad ERG S.p.A. la partecipazione nella ipotesi di mancato IPO di ERG Renew S.p.A.

Nello specifico, i principali termini della operazione sono i seguenti:

- **Lock-up period**

4 anni a partire dal closing della operazione (gennaio 2014), fatta salva la possibilità di quotare ERG Renew S.p.A.;

- **Periodo di IPO**

Tra il 2° e il 4° anniversario del closing della operazione, quindi a partire dal gennaio 2016 a gennaio 2018: vendita delle azioni di ERG Renew S.p.A. con un rendimento minimo garantito del 2% annuo, corrispondente all'inflazione, qualora il prezzo di collocamento non lo consenta.

- **Opzione in caso di mancata IPO**

Esercibile entro 12 mesi dal termine del periodo di IPO, quindi tra il gennaio 2018 e gennaio 2019: vendita ad ERG S.p.A. delle azioni ERG Renew S.p.A. al Fair Value, ma con un floor e un cap corrispondenti ad un IRR pari al 2% (floor) e il 15% (cap).

Ai sensi di quanto previsto dallo IAS 32, l'assegnazione di una opzione put nei termini sopra descritti richiede l'iscrizione iniziale di una passività corrispondente al valore stimato di rimborso, atteso al momento dell'eventuale esercizio dell'opzione: a tal fine nel **Bilancio 2014** era stata rilevata una passività pari 50 milioni.

Nel mese di **dicembre 2015** la Direzione del Gruppo ha presentato il piano industriale 2016-2018, delineando la visione strategica di medio periodo nella quale l'ipotesi di una nuova quotazione di ERG Renew S.p.A. risulterebbe meno probabile.

In tale mutato contesto si è reso quindi opportuno determinare l'adeguamento della passività, optando per l'applicazione del criterio di valutazione al fair value della passività in conformità a quanto previsto dallo IAS 39.

Nel Bilancio 2015 si era pertanto proceduto pertanto alla stima del valore di esercizio della opzione, utilizzando in via cautelativa le ipotesi di esercizio all'ultima finestra utile e considerando un valore del sottostante che, beneficiando anche dell'attuale livello dei tassi di attualizzazione, arriva al valore cap.

Tale misura, elaborata su livelli prudenziali, evidenzia una stima della passività massima finale, necessaria ad estinguere l'obbligazione, corrispondente ad un ammontare pari ad 88 milioni, rilevata tra le **"Altre passività non correnti"** (**Nota 19**).

Non si segnalano elementi di rilievo in merito all'aggiornamento dei suddetti valori.

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

NOTA 1 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

	Concessioni e licenze	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	942.647	50.635	223	993.505
Ammortamenti	(105.112)	(42.662)	-	(147.774)
SALDO AL 31.12.2015	837.535	7.973	223	845.731
Movimenti del periodo:				
Variazione area di consolidamento	137.437	322	-	137.758
Acquisizioni	55	856	613	1.524
Capitalizzazioni/riclassifiche	-	958	(617)	341
Alienazioni e dismissioni	(2)	(1)	-	(3)
Ammortamenti	(30.968)	(1.923)	-	(32.891)
Svalutazioni	-	-	-	-
Altre variazioni	(107)	31	4	(72)
Costo storico	1.082.455	52.522	223	1.135.200
Ammortamenti	(138.505)	(44.306)	-	(182.811)
SALDO AL 30.06.2016	943.950	8.216	223	952.389

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce:

- all'acquisizione delle società francesi e tedesche acquisite da Impax Asset Management Group per un importo pari a 130.869 migliaia;
- all'acquisizione della società di diritto inglese Brockaghboy Windfarm Ltd., titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, per un importo pari a 6.341 migliaia.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Area di consolidamento**.

Le concessioni e licenze comprendono principalmente le autorizzazioni per i parchi eolici, ammortizzate in base alla loro durata residua.

Le altre attività immateriali si riferiscono a licenze software e costi di impianto e di ampliamento.

NOTA 2 - AVVIAMENTO

La voce "Avviamento" pari a 141.098 migliaia di Euro (141.098 al 31 dicembre 2015) rappresenta il maggior valore del costo di acquisto, rispetto al valore del patrimonio netto delle società acquisite, misurato a valori correnti alla data di acquisizione secondo la metodologia dell'allocatione del prezzo di acquisto prevista dall'IFRS 3.

L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è stato allocato alle distinte unità generatrici di flussi di cassa riconducibili ai seguenti settori di attività:

- Fonti rinnovabili non programmabili (Eolico): 125.929 migliaia di Euro;
- Fonti rinnovabili programmabili (Idroelettrico): 15.169 migliaia di Euro.

La voce non è ammortizzata nel Conto Economico ed è soggetta ad una verifica ai fini dell'identificazione di un'eventuale perdita di valore (impairment test) su base annuale o con maggiore frequenza nel caso in cui vi siano indicazioni nel corso dell'anno che tale attività possa aver subito una riduzione di valore.

In occasione della presente Relazione si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto già commentato nel capitolo [Impairment test](#).

NOTA 3 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	214.195	3.394.669	22.988	71.311	3.703.163
Ammortamenti e svalutazioni	(96.717)	(1.535.807)	(16.114)	-	(1.648.638)
SALDO AL 31.12.2015	117.478	1.858.862	6.874	71.311	2.054.525
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	238	193.990	148	6.730	201.106
Acquisizioni	40	2.418	316	14.357	17.131
Incrementi	-	2.785	-	-	2.785
Capitalizzazioni/riclassifiche	12.588	42.693	1.140	(56.763)	(341)
Alienazioni e dismissioni	1	(945)	(68)	-	(1.012)
Ammortamenti	(3.489)	(91.372)	(628)	-	(95.489)
Svalutazioni	(57)	24	-	-	(33)
Altre variazioni	(26)	(2.456)	(1)	(2.519)	(5.002)
Costo storico	227.065	3.728.606	23.646	33.116	4.012.433
Ammortamenti e svalutazioni	(100.292)	(1.722.607)	(15.865)	-	(1.838.764)
SALDO AL 30.06.2016	126.773	2.005.999	7.781	33.116	2.173.669

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni sono riportati al netto dei rispettivi fondi di ammortamento.

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce:

- all'acquisizione delle società francesi e tedesche acquisite da Impax Asset Management Group per un importo pari a 194.324 migliaia;
- all'acquisizione della società di diritto inglese Brockaghboy Windfarm Ltd., titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, per un importo pari a 6.781 migliaia di Euro.

Le acquisizioni si riferiscono principalmente agli investimenti relativi al parco eolico in costruzione in Irlanda del Nord e accolgono altresì interessi capitalizzati per 0,8 milioni.

Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo **Investimenti** nella **Relazione intermedia sulla Gestione**.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 25 – Covenants e negative pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2015.

NOTA 4 - PARTECIPAZIONI

	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate	Joint venture	Imprese collegate	Altre imprese	
SALDO AL 31.12.2015	523	126.169	16.390	491	143.569
Movimenti del periodo:					
Acquisizioni/aumenti di capitale	40	-	-	-	40
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	(4.250)	-	(4.250)
Valutazione società con il metodo del patrimonio netto	-	7.527	1.015	-	8.542
SALDO AL 30.06.2016	563	133.696	13.155	491	147.905

Le alienazioni/dismissioni si riferiscono alla cessione della partecipazione detenuta in I-Faber S.p.A., società consolidata al patrimonio netto sino al 31 dicembre 2015.

La variazione positiva di 8.542 migliaia di Euro generata dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto è dovuta ai risultati del periodo delle partecipate. Il risultato positivo si riferisce principalmente alla partecipata TotalErg.

Per maggiori dettagli si rimanda al precedente capitolo **Elenco società del Gruppo**.

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2016 è il seguente:

	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni			
in imprese controllate non consolidate	–	563	563
in joint venture	133.347	349	133.696
in imprese collegate	13.155	–	13.155
in altre imprese	–	491	491
Totale	146.502	1.403	147.905

Il dettaglio delle partecipazioni è stato rappresentato nei prospetti che illustrano l'Area di Consolidamento.

NOTA 5 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 39.086 migliaia di Euro (38.943 migliaia al 31 dicembre 2015) sono principalmente costituite da crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind che risultano vincolati presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del Decreto Legge n. 112/2008 (convertito dalla Legge n. 133/2008) e in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino, per un importo pari a 32 milioni. Nelle more della definizione del giudizio, il Ministero dello Sviluppo Economico ha revocato i contributi Legge 488/92 a suo tempo assegnati alle società beneficiarie, con decreti notificati rispettivamente in data 29 ottobre e 3 novembre 2014. Avverso i decreti di revoca è stato tempestivamente proposto ricorso straordinario con richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e si attende ora la decisione sia sull'istanza cautelare sia sul merito del ricorso. Nelle more di tale ricorso in data 27 luglio 2015 sono stati notificati alle società le cartelle di pagamento a fronte delle quali le società ERG Wind hanno proposto opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova, avanzando una ulteriore istanza di sospensione cautelare. L'istanza è stata accolta, sospendendo quindi l'efficacia delle cartelle di pagamento, previo deposito di idonee fideiussioni bancarie da parte delle società ricorrenti

Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 19 – Altre passività non correnti**).

La voce ricomprende inoltre un credito finanziario verso società controllate non consolidate integralmente, pari a 0,3 milioni, crediti finanziari verso terzi per cessione di partecipazioni (1,8 milioni) e depositi cauzionali.

NOTA 6 - ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Le imposte anticipate sono stanziate, ove è probabile il loro futuro recupero, sulle differenze temporanee, soggette a tassazione anticipata, tra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici e il valore delle stesse ai fini fiscali e sulle perdite fiscali riportabili.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (27,5% o 24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 5,12%).

Le imposte anticipate al 30 giugno 2016, pari a 168.866 migliaia di Euro (173.026 migliaia al 31 dicembre 2015), sono rilevate principalmente a fronte di strumenti finanziari derivati, stanziamenti a fondi per rischi e oneri, perdite fiscali riportabili e ritenute recuperabili anche in considerazione della previsione degli imponibili nel medio periodo e all'eccedenza ACE (Aiuto Crescita Economica) maturata e non ancora utilizzata.

Si segnala inoltre che non sono state iscritte in bilancio attività per imposte anticipate relative ad eccedenze di interessi passivi riportabili pari a circa 45 milioni riferiti al Gruppo ERG Wind, acquisito nel 2013.

NOTA 7 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 51.933 migliaia di Euro (42.876 al 31 dicembre 2015) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (22 milioni) dei crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 19**);
- a crediti tributari relativi a crediti IVA (16 milioni).

NOTA 8 - RIMANENZE

Le rimanenze di materie, relative principalmente a parti di ricambio funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria degli impianti eolici e sull'impianto CCGT, sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato (costo di sostituzione).

NOTA 9 - CREDITI COMMERCIALI

	30.06.2016	31.12.2015
Crediti verso clienti	422.489	348.774
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	3.929	2.324
Fondo svalutazione crediti	(7.022)	(7.648)
Totale	419.396	343.450

La voce include principalmente i crediti per certificati ambientali, incentivi e per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi e di vendita utilities verso soggetti operanti presso il sito di Priolo.

L'incremento è dovuto principalmente agli incentivi relativi al primo semestre 2016 ancora da incassare. Per informazioni relative ai crediti verso parti correlate si rimanda alla **Nota 38 – Parti correlate**.

Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Si ritiene che il fondo svalutazione crediti sia congruo a far fronte al rischio di potenziali inesigibilità sui crediti scaduti.

NOTA 10 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Crediti tributari	50.337	52.662
Crediti per IVA di Gruppo verso Gruppo TotalErg	50.576	10.141
Crediti per IRES consolidato fiscale verso Gruppo TotalErg	-	2.607
Anticipi a fornitori e costi differiti	31.967	29.479
Crediti diversi	16.727	13.932
Totale	149.607	108.821

I crediti tributari sono relativi principalmente a posizioni di IVA a credito e a crediti per imposte sul reddito.

I crediti diversi includono tra l'altro i crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente e le quote di costi differiti nei periodi successivi. La voce include inoltre crediti a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind e oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 20**, alla quale si rimanda per maggiori dettagli.

NOTA 11 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Crediti finanziari verso ERG Petroleos S.A.	8.746	8.620
Altri crediti finanziari a breve	9.235	84.241
Totale	17.980	92.861

Il decremento della voce si riferisce principalmente all'incasso nel periodo di un credito della controllata ERG Hydro S.r.l. verso la precedente controllante per un importo pari a 75 milioni, nell'ambito dell'operazione di acquisizione descritta al paragrafo **Acquisizione asset idroelettrici italiani di E.ON per una potenza di 527 MW** del Bilancio 2015.

La voce al 30 giugno 2016 comprende inoltre crediti finanziari verso terzi per lo sviluppo parchi eolici all'estero per un valore pari a 3,5 milioni.

NOTA 12 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Depositi bancari e postali	360.219	768.371
Denaro e valori in cassa	7	2.193
Totale	360.226	770.564

La voce "Depositi bancari e postali" è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo e dalle operazioni straordinarie degli anni precedenti ed è depositata a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente. La voce include la giacenza sui conti di ERG Power S.r.l. e delle società del Gruppo ERG Renew secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing. Per quanto riguarda la liquidità vincolata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 25 – Covenants e Negative Pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2015. Si precisa che al 30 giugno 2016 la liquidità soggetta ai diversi vincoli previsti dai contratti di Project Financing risulta pari a circa 136 milioni (144 milioni al 31 dicembre 2015).

La minore liquidità è riconducibile alle acquisizioni dei parchi eolici in Francia e Germania.

NOTA 13 - PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2016, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015).

Alla data del 30 giugno 2016 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la seguente situazione:

- San Quirico S.p.A. è titolare di n. 83.619.940 azioni pari al 55,628%;
- Polcevera S.A. (Lussemburgo) è titolare di n. 10.380.060 azioni pari al 6,905%.

Alla data del 30 giugno 2016 la San Quirico S.p.A. e la Polcevera S.A. risultano controllate dalle famiglie Garrone e Mondini, eredi del fondatore del Gruppo ERG, Edoardo Garrone.

Azioni proprie

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 3 maggio 2016 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 24 aprile 2015, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 3 maggio 2016, ad alienare, in una o più volte e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione e comunque non inferiore al valore unitario per azione del patrimonio netto della Società risultante di volta in volta dall'ultimo bilancio approvato.

Al 30 giugno 2016, ERG S.p.A., possiede n. 7.516.000 azioni proprie pari al 5,0% del capitale sociale.

In applicazione dello IAS 32 le azioni proprie sono state iscritte in riduzione del patrimonio netto, mediante utilizzo della Riserva sovrapprezzo azioni. Il costo originario, le svalutazioni per riduzione di valore, i proventi e le perdite derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Altre Riserve

Le altre riserve sono costituite principalmente da utili indivisi, dalla riserva sovrapprezzo azioni e dalla riserva di cash flow hedge.

NOTA 14 - PATRIMONIO NETTO DI TERZI

Il patrimonio netto di terzi deriva dal consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci:

	% di azionisti terzi	Quota di terzi
ERG Renew S.p.A.	7,14%	52.366
Totale		52.366

Si ricorda infine che nell'ambito degli accordi di acquisizione del Gruppo ERG Wind, era prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che poteva essere esercitata non prima di tre anni dalla data del closing. In considerazione dei termini dell'opzione e delle modalità di calcolo del relativo prezzo di esercizio ai fini dei precedenti bilanci si era assunta come certa l'acquisizione delle quote di terzi con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle quote di minoranze. Tale opzione è stata esercitata nel mese di aprile 2016.

NOTA 15 - TRATTAMENTO FINE RAPPORTO

La posta, pari a 6.384 migliaia di Euro (5.512 al 31 dicembre 2015), accoglie la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

NOTA 16 - PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite sono stanziare sulla base delle differenze temporanee, soggette a tassazione differita, derivanti dalle rettifiche apportate ai singoli bilanci delle società consolidate in applicazione dei principi contabili omogenei di Gruppo nonché sulle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici e il valore delle stesse ai fini fiscali.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (27,5% o 24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 5,12%).

Le imposte differite al 30 giugno 2016 pari a 281.542 migliaia di Euro (254.676 al 31 dicembre 2015), sono stanziare principalmente sui plusvalori su aggregazioni aziendali e ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici.

NOTA 17 - FONDI PER RISCHI E ONERI NON CORRENTI

	30.06.2016	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variatione area di consolidamento	31.12.2015
Fondo oneri smantellamento	36.685	3.341	-	-	4.779	28.565
Fondo sito di Priolo	80.809	-	(644)	1.106	-	80.346
Altri fondi	9.713	817	(144)	-	204	8.836
TOTALE	127.207	4.158	(788)	1.106	4.983	117.747

I Fondi per rischi e oneri non correnti comprendono principalmente passività legate:

- al sito di Priolo come meglio commentato alla **Nota 26 - Passività potenziali e contenziosi** e conseguenti principalmente all'uscita dal settore Oil;
- ad oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici iscritti in contropartita a maggiori immobilizzazioni materiali.

Gli incrementi del periodo si riferiscono ad oneri di ripristino dei parchi siti in Polonia ed entrati in funzione nel corso del 2016. I decrementi del periodo si riferiscono principalmente ad utilizzi a fronte di oneri sostenuti nel periodo e relativi alle attività Refining degli anni precedenti.

La variazione dell'area di consolidamento accoglie importi evidenziati nel paragrafo **Variatione Area di Consolidamento**.

NOTA 18 - PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine	667.401	694.573
- quota corrente finanziamenti a medio-lungo termine	-	-
	667.401	694.573
Project Financing a medio-lungo termine	1.284.907	1.284.578
- quota corrente Project Financing	(124.151)	(144.718)
	1.160.756	1.139.860
Altri debiti finanziari a medio-lungo termine	166.474	153.396
Totale	1.994.631	1.987.829

Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine

I mutui e i finanziamenti al 30 giugno 2016 sono pari a 667,4 milioni (694,6 milioni al 31 dicembre 2015) riferibili a:

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

I finanziamenti sono esposti al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un totale di 8,5 milioni. Tali costi sono stati rilevati secondo il metodo del costo ammortizzato in applicazione dello IAS 39 per un ammontare pari a 0,9 milioni.

Al 30 giugno 2016 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e Project Financing era dell'1,55% (1,52% al 31 dicembre 2015). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Project Financing a medio-lungo termine

Si riepilogano nella seguente tabella le principali caratteristiche dei Project Financing in essere al 30 giugno 2016:

			PROJECT FINANCING ASSOCIATO			
Società	Parco Eolico/ Centrale termoelettrica	Valore netto contabile asset	Valore contabile passività finanziaria	Erogazione / Scadenza	Copertura	
ERG Wind Investments	Parchi eolici Gruppo ERG Wind	430.588	510.186	2008	2022	IRS: tasso fisso medio 4,46%
ERG Eolica Adriatica	Rotello - Ascoli Satriano	140.650	118.940	2009	2022	IRS: tasso fisso 4,85%
ERG Eolica Fossa del Lupo	Fossa del Lupo	122.245	88.810	2012	2025	IRS: tasso fisso 2,26%
ERG Eolica Campania	Bisaccia 2 - Foiano - Molinara - Baselice - Lacedonia 2	90.967	51.428	2009	2020	IRS: tasso fisso 4,37%
ERG Eolica Ginestra	Ginestra	63.348	32.040	2010	2025	IRS: tasso fisso 3,27%
ERG Eolica Amaroni	Amaroni	33.926	24.967	2013	2026	IRS: tasso fisso 1,68%
Green Vicari	Vicari	25.023	15.720	2008	2019	IRS: tasso fisso 2,235%
ERG Eolica Faeto	Faeto	18.919	18.946	2007	2021	IRS a partire dal 1° gennaio 2016 tasso fisso 2,13%
Eoliennes du Vent Solaire	Plogastel Saint Germaine (Francia)	4.950	5.497	2011	2025	finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien les Mardeaux	Les Mardeaux (Francia)	2.634	3.676	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Hetomesnil	Hetomesnil (Francia)	2.762	2.996	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Lihus	Lihus (Francia)	2.859	2.831	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de la Bruyere	La Bruyere (Francia)	2.558	2.580	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien du Carreau	Carreau (Francia)	2.166	2.634	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,39%
ERG Eolica Basilicata	Palazzo San Gervasio	40.824	38.009	2010	2031	IRS: tasso fisso 2,77%
EW Ornetà 2 SPZ.O.O.	Radziejów (Poland)	57.505	37.906	2015	2029	IRS: tasso fisso 1,46%
K & S Energy EOOD	Kavarna/Hrabovo (Bulgaria)	52.820	25.000	2012/13	2018	IRS: tasso fisso 1,16% IRS: tasso fisso 1,56%
ERG Power	Impianto CCGT	343.381	134.230	2010	2021	IRS: tasso fisso 2,77%
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Jallais (Francia)	8.633	7.795	2013	2027	IRS: tasso fisso 2,025%
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Caen Garcelles (Francia)	8.368	6.893	2007	2023	IRS: tasso fisso 3,75%
SAS Societè de exploitation du P.E. de la Souterraine	La Souterraine (Francia)	9.199	7.458	2013	2028	IRS: tasso fisso 2,01%
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur SAS	Oyré (Francia)	13.079	10.576	2014	2029	Finanziamento per il 40% a tasso fisso
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	St Riquier 1 (Francia)	11.335	11.170	2009	2027	Finanziamento a tasso fisso
Epuron Energy Park 117 (Frehne) GmbH & Co. KG	Frehne I & II (Germania)	17.273	13.833	2013	2030	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Achmer Vinte (Germania)	3.777	7.688	2006	2021	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Cottbus (Germania)	26.392	22.754	2007	2025	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Chaude Vallée S.a.r.l.	Chaude Vallée (Francia)	12.640	12.984	2011	2027	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Hauts Moulins (Francia)	13.620	13.007	2012	2028	Finanziamento per l'86% a tasso fisso
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Morvillers (Francia)	13.572	13.691	2012	2027	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Moulins des Champs (Francia)	13.522	12.892	2012	2028	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	St Riquier 3 (Francia)	16.712	15.000	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	St Riquier 4 (Francia)	14.369	12.768	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
Totale			1.284.907			



Per maggiori dettagli relativi ai nuovi Project Financing rispetto a quelli descritti nel Bilancio Consolidato 2015 si rimanda alla **Nota 25 – Covenant e negative pledge**.

Le scadenze, divise per anno, dei debiti bancari a medio-lungo termine in essere, sono le seguenti:

	Mutui e finanziamenti	Project Financing
entro 30.06.2017	–	124.151
entro 30.06.2018	–	140.806
entro 30.06.2019	117.250	159.902
entro 30.06.2020	242.250	158.330
entro 30.06.2021	307.901	701.718
oltre 30.06.2021	–	
Totale	667.401	1.284.907
	30.06.2016	31.12.2015
Garantiti da immobilizzazioni materiali di proprietà		
con scadenze fino a giugno 2021	1.284.907	1.297.324
Non garantiti		
con scadenze fino a giugno 2021	667.401	13.583
Totale	1.952.308	1.310.907

Si rimanda inoltre alla **Nota 25 – Covenants e negative pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2015.

Altri debiti finanziari a medio-lungo termine

Gli altri 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 166 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015) di cui si fornisce il dettaglio nella pagina seguente.

	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30.06.2016	31.12.2015
(Migliaia di Euro)					
ERG Wind Investment Ltd.	RBS	IRS	31/12/22	(56.081)	(54.873)
ERG Wind Investment Ltd.	BOS	IRS	31/12/22	(41.990)	(41.077)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15/06/22	(9.162)	(9.254)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	ING	IRS	15/06/22	(9.162)	(9.254)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	RBS	IRS	15/06/22	(9.162)	(9.254)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	ING	IRS	31/12/25	(3.120)	(2.643)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	31/12/25	(2.683)	(2.273)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Centrobanca	IRS	31/12/25	(2.059)	(1.744)
ERG Eolica Campania S.p.A.	RBS	IRS	31/05/20	(1.396)	(1.572)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	UniCredit	IRS	30/06/25	(1.533)	(1.439)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Centrobanca	IRS	30/06/25	(1.533)	(1.439)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Barclays	IRS	30/06/25	(1.533)	(1.439)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	ING	IRS	31/12/26	(851)	(602)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/26	(851)	(602)
Green Vicari S.r.l.	BNL	IRS	30/06/19	(149)	(319)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Banco popolare	IRS	31/12/21	(547)	(537)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	UniCredit	IRS	31/12/21	(547)	(537)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(148)	(179)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(154)	(187)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(139)	(169)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(145)	(176)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(142)	(173)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(148)	(180)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(149)	(181)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(155)	(188)
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	-	(54)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30/06/31	(1.245)	(584)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Credit Agricole	IRS	30/06/31	(1.245)	(584)
EW Ormeta 2 SP.Z.O.O.	ING	IRS	31/12/29	(280)	(49)
EW Ormeta 2 SP.Z.O.O.	Bank Pekao	IRS	31/12/29	(280)	(49)
K & S Energy EOOD	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/18	(456)	(495)
K & S Energy EOOD	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/18	(114)	(118)
Corni Eolian S.A.	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/25	-	(1.478)
Corni Eolian S.A.	ING	IRS	31/12/25	-	(1.478)
ERG Power S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	31/12/21	(2.254)	(2.390)
ERG Power S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	31/12/21	(2.254)	(2.390)
ERG Power S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/21	(1.806)	(1.915)
ERG Power S.r.l.	Santander	IRS	31/12/21	(358)	(380)
ERG Power S.r.l.	Centrobanca	IRS	31/12/21	(358)	(380)
ERG Power S.r.l.	ING	IRS	31/12/21	(358)	(380)
ERG S.p.A.	ING	IRS	06/08/20	(602)	(60)
ERG S.p.A.	BNP Paribas BNL	IRS	06/08/20	(580)	(37)
ERG S.p.A.	UniCredit	IRS	06/08/20	(607)	(64)
ERG S.p.A.	Barclays	IRS	06/08/20	(570)	(28)
ERG S.p.A.	IntesaSanpaolo	IRS	06/08/20	(603)	(60)
ERG S.p.A.	Credit Agricole	IRS	06/08/20	(616)	(73)
ERG S.p.A.	Natixis	IRS	06/08/20	(607)	(64)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26/02/21	(365)	-
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	15/03/21	(2.946)	-
ERG S.p.A.	UniCredit	IRS	21/04/21	(572)	-
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	02/08/27	(369)	-
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	30/07/27	(375)	-
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Nord LB	IRS	30/06/23	(927)	-
SAS Societè de exploitation du P.E. de la Souterraine	Credit Cooperatif	IRS	29/12/28	(927)	-
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Natixis	IRS	01/07/29	(584)	-
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Saar	IRS	31/12/24	(198)	-
Epuron Energy Park 117 (Frehne) GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/29	(341)	-
Epuron Energy Park 117 (Frehne) GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/30	(139)	-
Totale				(166.474)	(153.396)

NOTA 19 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Passività opzione di cessione minorities	88.000	88.000
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.682	1.806
Debiti verso il personale	1.025	684
Altre poste minori	4.553	3.953
Totale	123.675	122.858

Le altre passività non correnti, pari a 123.675 migliaia di Euro (122.858 migliaia al 31 dicembre 2015), comprendono principalmente la passività legata alla valorizzazione dell'opzione di cessione delle minorities concessa nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale di ERG Renew S.p.A. del 16 gennaio 2014, come meglio commentato al paragrafo **Opzioni su minorities**.

NOTA 20 - FONDI PER RISCHI E ONERI CORRENTI

	30.06.2016	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area di consolidamento	31.12.2015
Fondo interessi e rivalutazioni Legge 488/1992	15.057	-	-	-	-	15.057
Fondo oneri ristrutturazione e assimilati	1.270	-	(647)	-	-	1.917
Fondo rischi legali e fiscali	9.323	277	(677)	-	40	9.683
Fondo rischi ambientali	441	-	-	-	-	441
Fondo su partecipazioni	5.672	-	-	-	-	5.672
Fondo oneri diversi ex business Oil	1.051	-	(372)	-	-	1.423
Fondo rischi su oneri potenziali società estere	9.005	-	-	-	-	9.005
Fondo rischi ex ERG Nuove Centrali S.p.A.	3.985	-	-	-	-	3.985
Fondi rischi settore idroelettrico	1.224	-	(1.060)	-	-	2.284
Altri fondi	4.989	1.173	(25)	(1.106)	529	4.418
Totale	52.019	1.450	(2.780)	(1.106)	569	53.886

I fondi per rischi e oneri correnti al 30 giugno 2016 sono pari a 52.019 migliaia di Euro (53.886 migliaia di Euro al 31 dicembre 2015) e comprendono:

- il fondo per oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,1 milioni) relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind e oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 5**. Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle "Altre attività correnti";
- il fondo oneri ristrutturazione e assimilati (1,2 milioni) relativo alle avviate procedure di mobilità e a costi di ristrutturazione del portafoglio di attività;

- il fondo rischi legali e fiscali (9,3 milioni) relativo ai rischi riguardanti i contenziosi in essere;
- il fondo rischi ambientali (0,4 milioni) relativo ad oneri di bonifica;
- il fondo su partecipazioni (5,7 milioni) relativo principalmente alla società controllata ERG Petroleos, non più operativa, in corso di liquidazione;
- il fondo oneri diversi relativo all'ex business Oil (1,1 milioni) principalmente relativo a controspallie e oneri accessori relativi all'ex business Supply & Trading;
- il fondo rischi su oneri potenziali società estere (9,0 milioni) relativo a potenziali passività relative alla Romania;
- il fondo rischi (4,0 milioni) relativo ad oneri potenziali per la regolazione di poste pregresse e contenziosi rivenienti dalla gestione operativa di impianti ora dismessi;
- il fondo rischi settore idroelettrico (1,2 milioni) relativo ad oneri di varia natura afferenti al business della società ERG Hydro S.r.l.;
- gli altri fondi per rischi e oneri relativi principalmente ad oneri ritenuti probabili nei rapporti commerciali e oneri ritenuti probabili per diritti di superficie verso i Comuni.

Gli incrementi del periodo si riferiscono principalmente a poste di natura legale del business eolico.

I decrementi del periodo si riferiscono principalmente all'utilizzo di fondi:

- per ristrutturazione strategica del Gruppo e per procedure di mobilità (0,6 milioni);
- relativi a contenziosi pregressi (0,8 milioni);
- dell'ex business Oil (0,4 milioni).

La variazione dell'area di consolidamento accoglie importi evidenziati nel paragrafo **Variazione Area di Consolidamento**.

NOTA 21 - DEBITI COMMERCIALI

	30.06.2016	31.12.2015
Debiti verso fornitori	128.681	162.055
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	(8)	46
Totale	128.673	162.101

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l'esercizio successivo. Si riferiscono principalmente a debiti per acquisto utilities (gas ed energia elettrica), per investimenti e a posizioni passive residue di anni precedenti relative ai business ora dismessi.



NOTA 22 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Passività bancarie a breve	93.790	110.028
Altre passività finanziarie a breve:		
Quota corrente debiti verso banche a medio-lungo termine	-	-
Project Financing a breve termine	124.151	144.718
Altri debiti finanziari	5.756	68.705
	129.907	213.423
Totale	223.697	323.451

Di seguito sono esposte le principali informazioni relative alle "Passività bancarie a breve":

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2016 sono pari al 16% del totale degli importi accordati (17% al 31 dicembre 2015);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve è stato pari al 13% del totale degli importi accordati (16% al 31 dicembre 2015);
- tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie;
- al 30 giugno 2016 il tasso di interesse medio ponderato sull'indebitamento a breve era dello 0,18% (0,20% al 31 dicembre 2015).

Si precisa che il decremento degli Altri debiti finanziari è legato al pagamento nel semestre delle quote di conguaglio relative al corrispettivo stimato per l'operazione ERG Hydro a fronte di corrispondenti maggiori disponibilità liquide presenti in sede di acquisto, avvenuta a fine 2015.

NOTA 23 - POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

(Migliaia di Euro)	Note	30.06.2016	31.12.2015
Debiti verso banche a medio-lungo termine	18	667.401	694.573
- quota corrente mutui e finanziamenti	18, 22	-	-
Debiti finanziari a medio-lungo termine	18	166.474	153.396
Totale		833.875	847.969
Project Financing a medio-lungo termine	18	1.284.907	1.284.578
- quota corrente Project Financing	18, 22	(124.151)	(144.718)
Totale		1.160.756	1.139.860
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine/ (Disponibilità finanziarie a medio-lungo termine)		1.994.631	1.987.829
Debiti verso banche a breve termine	22	93.790	110.028
Debiti finanziari a breve termine	22	5.756	68.705
Totale		99.546	178.733
Disponibilità liquide	12	(224.172)	(670.772)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	11	(17.980)	(92.861)
Totale		(242.152)	(763.633)
Project Financing a breve termine	18, 22	124.151	144.718
Disponibilità liquide	12	(136.054)	(99.792)
Totale		(11.903)	44.926
Indebitamento finanziario netto a breve termine/ (Disponibilità finanziarie a breve termine)		(154.509)	(539.974)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA		1.840.122	1.447.855

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.840 milioni, in incremento di 392 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente a seguito dei seguenti impatti e al flusso di cassa del periodo:

- +293 milioni relativi all'**acquisizione** Impax;
- +143 milioni relativi alla distribuzione di dividendi agli Azionisti;
- -44 milioni flusso di cassa del periodo al netto degli investimenti e delle variazioni puntuali del circolante.

Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 166 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015).



NOTA 24 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	30.06.2016	31.12.2015
Debiti verso erario	87.106	26.088
Debiti verso il personale	6.031	10.252
Debiti verso istituti di previdenza e assistenza	4.123	5.345
Debiti per Consolidato Fiscale verso TotalErg S.p.A.	2.235	13.533
Altre passività correnti	13.683	17.111
Totale	113.178	72.330

I debiti tributari sono principalmente relativi alla stima delle imposte sul reddito di competenza del periodo e al debito per IVA da versare. Si segnala che nel corso del primo semestre 2016 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'erario per circa 0,8 milioni a titolo di saldo 2015 e acconto 2016. Si evidenzia altresì che sono stati versati a TotalErg e controllate circa 7,9 milioni nell'ambito degli accordi del consolidato fiscale a titolo di remunerazione delle perdite apportate ed utilizzate.

NOTA 25 - COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2016 si segnalano le seguenti novità rispetto a quanto segnalato nella **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2015.

Corporate acquisition loan ERG S.p.A.

La Società ERG S.p.A. ha in essere i seguenti corporate loan:

- acquisition corporate loan sindacato stipulato il 07.08.2015 con un pool di sette banche coordinato dalla banca agente Banca IMI S.p.A. (UniCredit, IntesaSanpaolo, BnpParibas, Credit Agricole, Ing, Natixis, Barclays);
- corporate loan bilaterale con UBI Banca S.p.A., stipulato il 26.02.2016;
- corporate loan bilaterale con Mediobanca S.p.A., stipulato il 11.03.2016;
- corporate loan bilaterale con UniCredit S.p.A., stipulato il 21.04.2016.

I contratti di finanziamento sopra riportati prevedono il seguente Covenant finanziario, il cui mancato rispetto costituisce un "event of default" ai sensi dei relativi contratti di finanziamento:

Il Rapporto Indebitamento Finanziario Netto e Margine Operativo Lordo (NET DEBT/EBITDA) riferito al Bilancio Consolidato del Gruppo ERG deve risultare minore a uguale a 4,50 a decorrere dal 31.12.2016, con valori in progressiva riduzione fino al valore finale di 3,75 al 31.12.2020, secondo la seguente scala in corrispondenza delle rispettive date di calcolo:

- 4,50 al 31.12.2016 e 30.06.2017;
- 4,25 al 31.12.2017 e 30.06.2018;
- 4,00 al 31.12.2018 e 30.06.2019;
- 3,75 al 31.12.2019 ; 30.06.2020 ; 31.12.2020.

In caso di rottura del covenant i contratti prevedono la possibilità per il borrower di intervenire con un "Equity Cure" che verrà preso in considerazione come riduzione dell' indebitamento finanziario netto.

I contratti, prevedono inoltre un Negative pledge standard per contratti di finanziamento di tipo analogo, con il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori.

Finanziamento erogato nel dicembre 2013 alla società Corni Eolian S.A.

In data 4 maggio 2016 si è proceduto all'estinzione anticipata del finanziamento di Corni Eolian S.A.

Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination Impax Asset Management Group

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Garcelles-Secqueville S.a.s.](#) con la Norddeutsche Landesbank in data 19 marzo 2007 e con scadenza 30 giugno 2023.

- Non è previsto il calcolo di uno specifico covenant finanziario.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Non essendo previsto il calcolo di un covenant finanziario specifico, l'unica condizione per poter procedere alla distribuzione è che il conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – sia stato pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de la Chaude Vallée S.ar.l.](#) con Natixis e Bpfrance in data 7 ottobre 2011 e con scadenza 30 settembre 2027.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05. Il mancato rispetto del valore minimo di DSCR rappresenta un evento di default del finanziamento.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Condizione principale alla distribuzione è che il DSCR sia superiore ad 1,15.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien Hauts Moulins S.ar.l.](#) con la Landesbank Baden-Württemberg in data 13 giugno 2012 e con scadenza 30 novembre 2028.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere a 1,05. Il mancato rispetto del valore minimo di DSCR rappresenta un evento di default del finanziamento.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore ad 1,15; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien du Pâtis S.a.s.](#) con Le Crédit Coopératif in data 14 giugno 2013 e con scadenza 31 luglio 2027.

Il principali covenant finanziari sono:

- il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05;
- il rapporto Outstanding debt/Equity (patrimonio netto + shareholder Loans) maggiore o uguale a 4.

Il mancato rispetto di uno dei due covenant rappresenta un evento di default del finanziamento.

- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore ad 1,15; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [SAS Societe d'Exploitation du Parc Eolien de La Souterraine](#) con Le Crédit Coopératif in data 11 ottobre 2013 e con scadenza 31 dicembre 2028.

Il principali covenant finanziari sono:

- il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05;
- il rapporto Outstanding debt/Equity (patrimonio netto + shareholder Loans) che deve essere maggiore o uguale al rapporto 82,35/17,65.

Il mancato rispetto di uno dei due covenant rappresenta un evento di default del finanziamento.

- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore ad 1,15; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Morvillers S.ar.l.](#) con Natixis e Bpfrance in data 23 agosto 2012 e con scadenza 30 novembre 2027.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05. Il mancato rispetto del valore minimo di DSCR rappresenta un evento di default del finanziamento.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Condizione principale alla distribuzione è che il DSCR sia superiore a 1,15.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien Moulins des Champs S.ar.l.](#) con Landesbank Baden-Württemberg in data 13 giugno 2012 e con scadenza 30 novembre 2028.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05. Il mancato rispetto del valore minimo di DSCR rappresenta un evento di default del finanziamento.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.

- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore a 1,15; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Oyré Saint Sauveur S.a.s.](#) con Natixis in data 24 aprile 2014 e con scadenza 30 giugno 2029.

Il principali covenant finanziari sono:

- il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05;
- il rapporto Outstanding debt/Equity (patrimonio netto + shareholder Loan) che non può essere superiore al rapporto di 85/15 fino al 1° giugno 2019; superiore a 90/10 fra il 1° giugno 2019 e il 1° giugno 2024; superiore a 95/5 fra il 1° giugno 2024 e il 1° giugno 2029.

Il mancato rispetto di uno dei covenant rappresenta un evento di default del finanziamento.

- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Condizione principale alla distribuzione è che il DSCR sia superiore ad 1,15.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Saint Riquier 1 S.a.s.](#) con Landesbank Saar in data 31 marzo 2009 e con scadenza 30 dicembre 2027.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,40 per poter procedere alla distribuzione. Le distribuzioni non sono in ogni caso consentite negli anni dal 2014 al 2018 e dal 2024 al 2026.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Saint Riquier 3 S.a.s.](#) con HSH Nordbank AG in data 31 marzo 2014 e con scadenza 30 dicembre 2028.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,05.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore a 1,10; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [Parc Eolien de Saint Riquier 4 S.a.s.](#) con HSH Nordbank AG in data 31 marzo 2014 e con scadenza 30 dicembre 2028.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,05.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.

- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore a 1,10; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

•

Finanziamenti sottoscritti da [Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG](#) con DKB Deutsche Kreditbank in data 14 febbraio 2006 e 23 febbraio 2006, con scadenza 31 Dicembre 2021.

- Non è previsto il calcolo di uno specifico covenant finanziario.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Non essendo previsto il calcolo di un covenant finanziario specifico, l'unica condizione per poter procedere alla distribuzione è che il conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – sia stato pienamente costituito. È inoltre previsto un'esplicita approvazione da parte della banca finanziatrice alla richiesta di distribuzione.

Finanziamenti sottoscritti da [Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG](#) con DKB Deutsche Kreditbank in data 27 ottobre 2007 e 9 novembre 2006, con scadenza 31 dicembre 2025.

- Non è previsto il calcolo di uno specifico covenant finanziario.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Non essendo previsto il calcolo di un covenant finanziario specifico, l'unica condizione per poter procedere alla distribuzione è che il conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – sia stato pienamente costituito.

Finanziamento sottoscritto da [ERG Wind 117 GmbH & Co. KG](#) con Commerzbank in data 6 agosto 2013 e con scadenza 30 dicembre 2030.

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica deve essere superiore a 1,05 e su base prospettica superiore a 1.10. Il mancato rispetto dei valori minimo di DSCR rappresentano un evento di default del finanziamento.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle Società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR storico superiore ad 1,05; DSCR prospettico superiore a 1.10; conto della DSRA – Debit Service Reserve Account – pienamente costituito.

NOTA 26 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività. Tuttavia, sulla base delle informazioni a disposizione e considerando i fondi rischi stanziati, si ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi significativi sul Gruppo.

Sito di Priolo

Come già indicato nel Bilancio 2013, in data 30 dicembre 2013 ERG S.p.A. aveva ceduto l'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., uscendo in via definitiva dal business della Raffinazione Costiera.

Tuttavia, risultano ancora in essere alcune passività potenziali legate al Sito di Priolo rivenienti dagli anni precedenti e non ancora definite compiutamente.

In occasione della redazione del Bilancio 2013, in considerazione dell'alea insita nei contenziosi anche tributari, della complessità dei rapporti di sito e in generale della conclusione delle attività legate al business della Raffinazione costiera si era proceduto a una valutazione complessiva del rischio connesso alle tematiche sopra commentate, stimando lo stanziamento di un "Fondo Sito di Priolo" pari a 91 milioni (81 milioni al 30 giugno 2016). In particolare:

- con riferimento alla controversia a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle **taxe portuali** agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Entrate e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006. Nel corso dell'udienza di discussione dell'11 febbraio 2013 sono state esposte al Collegio da parte dell'Avvocatura dello Stato e da parte dei legali della Società le tesi a sostegno di ciascuna parte. La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG. A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensione dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fideiussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Si attende la fissazione dell'udienza. Si ricorda che a partire dal 2007 i tributi di riferimento erano già stati rilevati a Conto Economico per competenza e nessun accantonamento era stato invece effettuato per gli anni dal 2001 al 2006;
- con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e LUKOIL.

Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto

perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con LUKOIL (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue: (i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente; (ii) con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo 1° ottobre 2002 – 1° dicembre 2008 e derivanti dalla violazione delle garanzie ambientali rilasciate da ERG, risponde quest'ultima. Alla responsabilità contrattuale di ERG nei confronti di LUKOIL si applicano le seguenti limitazioni: (a) limite massimo superiore applicabile pari al prezzo di cessione della partecipazione in ISAB S.r.l.; (b) le garanzie ambientali hanno una durata di 10 anni e nel caso di incerta identificazione del periodo cui si riferisce il potenziale danno si applica un decalage sino al 2018.

Nel contratto con LUKOIL è prevista una responsabilità di ERG illimitata nel tempo per i potenziali danni legati ad eventi noti al momento di stipula del contratto (Known Environmental Matters). Fino ad un importo di 33,4 milioni gli oneri sono ripartiti tra ERG e LUKOIL (51% e 49%);

- con riferimento ai **rapporti commerciali di sito** rimangono ancora in via residuale alcune posizioni minori sia di natura creditoria che debitoria relative principalmente a forniture di prodotti petroliferi e utilities relative ad anni precedenti.

In occasione della redazione del presente Relazione, il Management del Gruppo, assistito dalle funzioni aziendali preposte e dai pareri dei propri consulenti legali e fiscali, ha curato una complessiva rianalisi delle tematiche sopra descritte, rilevando la sostanziale assenza di elementi di novità e confermando pertanto la congruità delle valutazioni precedentemente operate. Al 30 giugno 2016, pertanto, il fondo rischi è ritenuto adeguato e nel periodo si segnala solo un utilizzo parziale per circa 0,6 milioni di Euro e un incremento di circa 1 milione legato alla riclassifica di fondi minori relativi sempre a tematiche di Sito.

TotalErg

Il 3 dicembre 2013, presso le sedi di TotalErg S.p.A. di Roma e Milano e di ERG S.p.A. di Genova, la Guardia di Finanza di Roma ha dato esecuzione al decreto di perquisizione emesso dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma nell'ambito di un procedimento penale avviato nei confronti di alcuni esponenti di ERG S.p.A. e di TotalErg S.p.A. (società nata dalla fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A. in ERG Petroli S.p.A.).

Le indagini – secondo quanto risulta dall'imputazione formulata nel menzionato decreto – avevano ad oggetto presunte irregolarità fiscali riferite all'esercizio 2010, che sarebbero state realizzate attraverso la registrazione nella contabilità di TotalErg S.p.A. di fatture per asserite operazioni inesistenti di acquisto greggi, emesse per complessivi 904 milioni da società con sede alle Bermuda appartenenti al Gruppo Total, i cui costi sono stati inclusi nelle dichiarazioni fiscali di TotalErg S.p.A., e recepite dalla consolidante ERG S.p.A. nella dichiarazione del Consolidato fiscale nazionale del Gruppo ERG.

Non appena avuta notizia delle indagini in corso, la Società ha avviato un'intensa attività di verifica, diretta alla puntuale ricostruzione dei fatti e delle operazioni oggetto di contestazione, nonché un'attenta analisi del sistema dei controlli interni.

Sotto il profilo tributario, in data **6 agosto 2014** ERG S.p.A., a seguito delle stesse indagini, ha ricevuto in qualità di consolidante fiscale, un processo verbale di constatazione (PVC) da parte della Guardia di Finanza di Roma redatto nei confronti di TotalErg il cui contenuto richiama sostanzialmente le predette contestazioni.

Si segnala inoltre che, in pari data, TotalErg ha ricevuto un processo verbale di constatazione per presunte irregolarità fiscali relative a Total Italia per gli anni 2007, 2008, 2009, di natura e importi sostanzialmente analoghi, per ciascuno esercizio, a quelle sopra richiamate, riferite quindi a periodi anteriori alla costituzione della joint venture TotalErg.

A fronte dei citati processi verbali di constatazione ERG S.p.A. e TotalErg S.p.A., per ribadire ulteriormente la correttezza del proprio operato, hanno presentato all'Amministrazione Finanziaria proprie osservazioni e note di approfondimento.

In data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG S.p.A. in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg S.p.A., in qualità di consolidata (ex ERG Petroli S.p.A.), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg S.p.A. l'avviso di accertamento ai fini IRAP e IVA.

A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel citato PVC del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila Euro.

In data **6 luglio 2015** sono stati notificati alla partecipata TotalErg S.p.A., in qualità di incorporante di Total Italia S.p.A., sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009.

A fronte degli specifici rilievi operati nel relativo PVC notificato sempre in data 6 agosto 2014 a carico di TotalErg S.p.A., pari a circa 2.864 milioni di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono considerevolmente, anche in questo caso, tale importo a circa 6 milioni.

ERG e la partecipata TotalErg, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti, hanno impugnato i citati avvisi di accertamento presentando nei termini di legge i ricorsi tributari al fine di ottenerne l'annullamento.

In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di joint venture con Total prevede un adeguato reciproco apparato di garanzie.

In considerazione di quanto sopra non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Alla data di pubblicazione del presente documento non risulta emesso alcun avviso di accertamento nei confronti delle società per il 2010, annualità per la quale sempre nel citato PVC del 6 agosto 2014 erano state notificate contestazioni di natura e contenuto simili a quelle sopra richiamate e riconducibili principalmente al periodo antecedente alla costituzione della joint venture e riferibili ad attività poste in essere prevalentemente da Total Italia.

Avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro cessione ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio u.s. la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato

a ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro.

Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno u.s. ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Sostanzialmente, l'Agenzia ha verificato l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto e ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore.

L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni, determinato con relazione asseverata di stima da parte del perito terzo nominato da ISAB Energy.

Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto pertanto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi (importo complessivo 76 milioni).

Per quanto riguarda l'analisi della fattispecie, si evidenzia che con il suo operato l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato.

L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti e i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto nella perizia del prof. Pozza peraltro già a mani dell'Agenzia).

Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione tributaria provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa che giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni).

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

ERG Eolica Ginestra

Nel corso del 2014 ERG Eolica Ginestra S.r.l. è stata oggetto di una verifica fiscale per l'anno d'imposta 2010 ai fini IRES, IRAP e IVA da parte della Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate, che si è conclusa con l'emissione di un processo verbale di constatazione notificato alla società in data 13 novembre 2014. L'Agenzia conte-

sta unicamente un presunto illegittimo godimento dell'agevolazione fiscale disciplinata dall'art. 5 del D.L. n. 78/2009, convertito con modificazioni dalla Legge n. 102/2009 ("Detassazione degli investimenti in macchinari") c.d. Tremonti ter proponendo una ripresa tassazione ai fini IRES del 2010 del 50% degli investimenti che la società aveva agevolato fiscalmente.

La Società ritiene di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa in sede di impugnazione dell'avviso di accertamento che dovesse essere emesso a seguito del medesimo processo verbale di constatazione.

In data 30 marzo 2015 è stato notificato, ad ERG Renew S.p.A. in qualità di consolidante fiscale e a ERG Eolica Ginestra S.r.l. in qualità di consolidata, un avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2010, confermando il rilievo operato in sede di verifica per un importo pari circa 26 milioni di minore perdita fiscale.

In data 5 giugno 2015 la società ha presentato ricorso con relativa istanza di sospensione della riscossione che è stata accolta in data 16 luglio 2015.

Con sentenza depositata il 14 gennaio 2016 la commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto il ricorso presentato da ERG Eolica Ginestra S.r.l.

In data 24 maggio 2016 la Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Regionale della Liguria avverso la sentenza di primo grado.

In considerazione di quanto sopra, il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Contributi Legge 488/92 delle società ERG Wind

Nel periodo 2001-2005, precedentemente quindi all'acquisizione delle società del Gruppo International Power Maestrale IPM da parte di ERG Renew S.p.A., erano stati assegnati alle medesime società fondi ai sensi della Legge 488/1992 per un totale 53,6 milioni.

In relazione all'assegnazione di tali contributi nel corso del primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte delle Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino in relazione alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel corso del 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi Legge 488 ancora da erogare (21,9 milioni) e in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. Successivamente, a seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni da parte delle società coinvolte, nel corso del gennaio 2010 è stata disposta la restituzione dei parchi eolici sottoposti a sequestro preventivo, previo sequestro delle predette somme. Tali importi sono poi successivamente stati trasferiti al Fondo Unico di Garanzia.

Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi legge 488 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i provvedimenti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi. In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati contro il Ministero dello Sviluppo Economico i ricorsi straordinari da parte delle società coinvolte presso il Consiglio di Stato con contestuale richiesta di sospensiva e istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati. In data 7 ottobre 2015 il Consiglio di Stato si è pronunciato con

un provvedimento meramente interlocutorio senza assumere alcuna decisione di sospensione relativamente ai decreti di revoca.

In data 27 luglio 2015 sono stati notificati alle società le cartelle di pagamento a fronte delle quali è stato instaurato un procedimento civile di opposizione alle cartelle attualmente in fase istruttoria. Nel contesto di tale procedimento, in data 18 settembre 2015 è stata ottenuta dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva delle cartelle esattoriali a fronte del deposito di una fideiussione bancaria per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (44 milioni). La sentenza è prevista al massimo entro la fine dell'anno. Al fine di evitare che il procedimento civile si concludesse in primo grado prima dell'emissione della sentenza da parte del Consiglio di Stato è stata eccepita la giurisdizione e conseguentemente ottenuta la sospensione del procedimento civile fino a pronunciamento della Corte di Cassazione in merito alla competenza giurisdizionale nei mesi scorsi. È previsto che la Corte di Cassazione impiegherà circa un anno e mezzo prima di pronunciarsi (ottobre-dicembre 2017).

A fronte della mancata pronuncia da parte del Consiglio di Stato nonché in considerazione dell'accelerazione in sede di procedimento civile, in data 10 marzo 2016 si è provveduto a depositare l'atto di avvio di un arbitrato contro il Seller, tenuto conto della ripetuta negazione da parte di quest'ultimo delle relative responsabilità di indennizzo ai sensi del contratto. Gli arbitri delle parti coinvolte sono stati nominati e in data 27 luglio 2016 è stato nominato il Presidente del collegio arbitrale.

Si ricorda che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore: in considerazione dei suddetti accordi, a fronte dei citati crediti era già stata stanziata una passività di pari importo nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 19 – Altre passività non correnti**).

In considerazione delle garanzie descritte e di quanto rilevato negli esercizi precedenti non si rendono necessari ulteriori stanziamenti in bilancio.

Verifica fiscale ERG Wind Investments

In data 21 ottobre 2015 la Guardia di Finanza – Nucleo Speciale Entrate – Gruppo Investigativo di Roma ha notificato ad ERG Wind Investments Limited il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 17 giugno 2015.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, sono emersi come rilievi (i) la mancata applicazione di ritenute sui differenziali connessi ad Interest Rate Swap corrisposti nei periodo d'imposta 2010-2013 a controparti estere, in quanto qualificati come interessi, per 8,7 milioni, (ii) l'indebita deduzione nei periodo d'imposta 2010-2013 di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportata da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) con conseguenti maggiori imposte per 8,8 milioni (iii) la mancata applicazione nei periodo d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project Financing in essere per 14 milioni.

Con riferimento al citato PVC il 28 dicembre 2015 la Società ha ricevuto (i) l'avviso di accertamento per il solo periodo

d'imposta 2010 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 2,5 milioni, oltre sanzione per 3 milioni e interessi al 22.12.2015 per 0,4 milioni, (ii) un ulteriore atto di contestazione di sanzioni per la fattispecie di cui al punto (i) con separata quantificazione delle sanzioni per omesso versamento di ritenute per 0,8 milioni e (iii) un questionario per la presunta indebita deduzione di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportati da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) per i periodi d'imposta 2010-2013.

A seguito del contraddittorio avviato con la Direzione Provinciale I di Roma e della documentazione prodotta, è stato invece stralciato il rilievo di cui al PVC della mancata applicazione nei periodo d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project Financing in essere per 14 milioni.

In data 29 gennaio 2016 sono stati proposti all'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma istanza di accertamento con adesione avverso l'avviso di accertamento, nonché deduzioni difensive avverso l'atto di contestazione. Non avendo avuto esito positivo il citato accertamento con adesione, in data 26 maggio 2016, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, ha proposto ricorso con contestuale richiesta di sospensione giudiziale della riscossione avverso l'avviso di accertamento notificato il 28 dicembre scorso.

Ad oggi non è ancora stata fissata alcuna udienza di discussione. Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza all'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha dichiarato che la contestazione può essere considerata come "Seller Driven Matter"²⁰ solo per i periodi di imposta 2010 e 2011.

In data 9 marzo 2016 è stato attivato un arbitrato al fine di chiedere/dimostrare la responsabilità di Engie (già Gaz de France Suez) anche per i periodi d'imposta successivi (per il periodo d'imposta 2012, in particolare).

In data 25 febbraio 2016 ERG Wind Investments Limited ha inoltre presentato all'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma una memoria in risposta al questionario per la presunta indebita deduzione di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited. Sono inoltre stati avviati intensi confronti con la citata Direzione Provinciale I di Roma al fine di evidenziare, tra l'altro, le valide ragioni economiche sottostanti i citati finanziamenti, nonché l'assenza di reale vantaggio economici, presupposti essenziali per una contestazione di abuso del diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000.

In relazione a quest'ultima fattispecie in data 18 marzo 2016 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma, completate le proprie valutazioni, ha comunicato di aver stralciato il relativo rilievo.

Verifica fiscale ERG Wind Holdings (Italy)

In data 3 dicembre 2015 la Guardia di Finanza - Nucleo di Polizia Tributaria di Roma ha notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 6 agosto 2014.

²⁰ Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, è emerso unicamente un rilievo in materia di imposta di registro riferito all'operazione straordinaria posta in essere nel 2012 e relativa al conferimento da parte delle 16 LLPs UK dei rami d'azienda costituiti dagli impianti di produzione di energia elettrica (detenuti a mezzo di contratti di affitto d'azienda) ad ERG Wind Energy S.r.l. e successiva assegnazione ai due soci (due LTDs UK) delle partecipazioni in ERG Wind Energy S.r.l.

Il suddetto rilievo, basato sulla riqualificazione dell'operazione in cessione d'azienda, determinerebbe una maggiore imposta di registro per circa 9,5 milioni oltre sanzioni.

ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. risulterebbe obbligata in solido al pagamento della citata imposta di registro quale incorporante nel corso del 2013 dei due soci UK delle 16 LLPs UK (ovvero le due LTDs UK).

Con riferimento al citato PVC, in data 14 dicembre 2015 è stato notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. da parte dell'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale 3 di Roma un avviso di liquidazione dell'imposta di registro e irrogazione di sanzioni.

Le maggiori imposte richieste ammontano a 9,5 milioni, più interessi (per 0,9 milioni) e sanzioni (per 11,4 milioni), per complessivi 21,8 milioni.

Contro il citato avviso di liquidazione, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, in data 10 febbraio 2016 ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. ha proposto ricorso.

Ad oggi non è ancora stata fissata alcuna udienza di discussione.

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza dell'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha confermato che la contestazione possa essere considerata come "Seller Driven Matter"²¹.

²¹ Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.

ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

Si precisa che il confronto con i dati del primo semestre 2015 è influenzato dai risultati:

- dai parchi eolici francesi acquisiti da Macquarie European Infrastructure Fund nel luglio 2015;
- dell'entrata in esercizio dei parchi eolici in Polonia tra il terzo trimestre 2015 e il primo trimestre 2016;
- di ERG Hydro S.r.l., acquisita nel dicembre 2015;
- dei parchi eolici in Bulgaria e Romania, il cui contributo economico è consolidato integralmente dal 1° gennaio 2016 a seguito dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH a fine 2015;
- dei parchi eolici in Francia e Germania acquisiti nel febbraio 2016 da Impax Asset Management Group.

NOTA 27 - RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Ricavi delle vendite	526.174	482.186
Ricavi delle prestazioni	4.003	2.661
Totale	530.177	484.847

La ripartizione del totale dei ricavi della gestione caratteristica per settore è così rappresentabile:

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Settore Eolico	244.455	182.332
Settore Termoelettrico	224.317	301.807
Settore Idroelettrico	60.675	-
Corporate	730	708
Totale	530.177	484.847

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici e, a partire dal dicembre 2015, da impianti idroelettrici, nonché da vendite su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali.

In particolare 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).

Si segnalano infine le vendite di acque e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.

- dagli incentivi relativi alla produzione nel semestre dei parchi eolici in funzione del Gruppo ERG Renew e delle centrali idroelettriche di ERG Hydro. La valorizzazione degli incentivi in Italia, che rappresenta la quasi totalità dei

ricavi per “certificati verdi” del Gruppo, è stata calcolata al prezzo di 100,1 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo. In riferimento alla disciplina normativa degli incentivi si rimanda a quanto commentato nel paragrafo [Criteri di redazione](#).

Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella Relazione Intermedia sulla Gestione del presente documento.

Il dettaglio dei ricavi delle vendite è il seguente:

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	5.055	6.358
Vendite a terzi	521.119	475.828
Totale	526.174	482.186

NOTA 28 - ALTRI RICAVI E PROVENTI

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Indennizzi	410	633
Recuperi di spese	199	167
Plusvalenze da alienazioni	1	105
Sopravvenienze attive	1.236	527
Altri ricavi	6.268	3.312
Totale	8.114	4.744

Si segnala che la voce comprende principalmente riaddebiti minori verso terzi, contributi in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

NOTA 29 - VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME

Le variazioni delle rimanenze di materie prime, relative a parti di ricambio iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato, è pari a +1,9 milioni (0,8 milioni nel primo semestre 2015).

NOTA 30 - COSTI PER ACQUISTI

Il valore del primo semestre 2016 ammonta a 133 milioni (212 milioni nel primo semestre 2015) e sono relativi principalmente all'acquisto di energia elettrica dal GME e di gas da Edison e da Gazprom S.p.A. Il decremento è legato principalmente ai minori costi per acquisti di gas e di energia elettrica.

NOTA 31 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Costi per servizi	79.342	49.639
Affitti passivi, canoni e noleggi	15.592	8.049
Svalutazioni dei crediti	-	2.581
Accantonamenti per rischi e oneri	1.418	836
Imposte e tasse	3.646	4.800
Altri costi di gestione	4.091	1.842
Totale	104.089	67.747

I costi per servizi sono così composti:

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	16.121	6.038
Manutenzioni e riparazioni	15.197	9.515
Utenze e somministrazioni	3.624	1.036
Assicurazioni	4.988	3.783
Consulenze	8.819	6.222
Pubblicità e promozioni	568	271
Altri servizi	30.025	22.774
Totale	79.342	49.639

- I **costi commerciali**, di distribuzione e trasporto si riferiscono ad oneri accessori alla distribuzione di energia elettrica. L'incremento è principalmente riconducibile all'aumento dei volumi somministrati di energia elettrica ad un cliente finale di sito allacciato ai punti di interconnessione della rete nazionale.
- La voce **manutenzioni e riparazioni** comprende principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica. L'incremento è legato alla variazione dell'area di consolidamento.
- Gli **altri servizi** riguardano gli emolumenti ad Amministratori e Sindaci, i costi relativi ai servizi forniti dalla società consortile Priolo Servizi all'impianto CCGT di ERG Power nel sito industriale di Priolo Gargallo (pari a 6 milioni), spese bancarie, spese generali e costi accessori al personale. L'incremento è legato principalmente alla variazione dell'area di consolidamento.

Le **imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali sull'impianto CCGT di ERG Power e sui parchi eolici, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e le altre imposte e tasse.

NOTA 32 - COSTI DEL LAVORO

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Salari e stipendi	22.200	17.893
Oneri sociali	6.560	5.350
Trattamento di fine rapporto	1.348	1.255
Altri costi	1.866	1.261
Totale	31.974	25.759

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

L'incremento è legato principalmente alla variazione dell'area di consolidamento.

Si evidenzia di seguito la composizione dell'organico del Gruppo ERG (unità medie del periodo):

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Dirigenti	42	44
Quadri	163	148
Impiegati	342	269
Operai - Intermedi	167	142
Totale	713	603

Al 30 giugno 2016 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 722 unità.

La variazione dell'organico medio e puntuale del Gruppo riflette un incremento principalmente riconducibile alla già commentata Variazione dell'Area di Consolidamento.

NOTA 33 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	32.892	11.818
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	95.482	64.719
Svalutazione immobilizzazioni	302	840
Totale	128.676	77.377

L'incremento del valore degli ammortamenti è principalmente riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni di ERG Hydro S.r.l., dei parchi eolici in Francia e in Germania e alle capitalizzazioni dei parchi in Polonia.

NOTA 34 – PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Proventi		
Differenze cambio attive	1.146	–
Interessi attivi bancari	1.261	5.222
Altri proventi finanziari	9.940	11.922
	12.347	17.144
Oneri		
Differenze cambio passive	(665)	(21)
Interessi passivi bancari a breve termine	(4.142)	(74)
Interessi passivi bancari a medio-lungo termine	(21.528)	(12.991)
Altri oneri finanziari	(31.981)	(31.373)
	(58.316)	(44.459)
Totale	(45.969)	(27.315)

I minori interessi attivi riflettono principalmente il decremento delle disponibilità liquide a seguito del consolidamento del processo di rafforzamento del Gruppo come primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con le acquisizioni del 2015 e del primo semestre 2016.

L'incremento degli interessi passivi bancari rispetto al 2015 è riconducibile principalmente impatti conseguenti alla variazione dell'area di consolidamento.

Gli altri proventi e oneri finanziari si riferiscono principalmente ai risultati degli strumenti derivati; gli altri oneri finanziari comprendono inoltre il reversal pro quota a Conto Economico (9 milioni nel periodo) della valutazione al fair value del finanziamento in capo ad ERG Wind Investments Ltd., rettificato in diminuzione per 159 milioni al momento dell'acquisizione in quanto originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione.

NOTA 35 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi e oneri da partecipazioni pari a 8.223 migliaia di Euro (13.632 migliaia nel primo semestre 2015) comprendono principalmente la quota di pertinenza del Gruppo relativa al risultato della joint venture TotalErg S.p.A. (+8,1 milioni). Si ricorda che il dato comparativo dell'analogo periodo del 2015 includeva oltre ai risultati di TotalErg S.p.A. anche i risultati di LUKERG Renew GmbH valutata con il metodo del patrimonio netto.

NOTA 36 - IMPOSTE SUL REDDITO

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Imposte correnti sul reddito	29.569	23.438
Imposte esercizi precedenti	619	(322)
Imposte differite e anticipate	(972)	(3.889)
Totale	29.216	19.227

L'accantonamento delle imposte sul reddito del periodo è stato calcolato tenendo conto del prevedibile imponibile fiscale da applicarsi ai redditi delle società del settore energetico.

Le imposte differite e anticipate sono originate dalle differenze temporanee derivanti dalle rettifiche apportate ai bilanci delle società consolidate in applicazione dei principi contabili omogenei di Gruppo, dalle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici e fiscali e dalle perdite fiscali riportabili.

Si segnala altresì che sono imputate direttamente a patrimonio netto imposte differite per 19,4 milioni (17,8 milioni nel primo semestre 2015) calcolate sul fair value degli strumenti derivati contabilizzati secondo la regola del cash flow hedge.

Si ricorda che, come già riportato precedentemente, la Legge n. 208 del 28 dicembre 2015 (Legge di Stabilità per il 2016) ha previsto la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a decorrere dal 1° gennaio 2017. Si segnala quindi che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte anticipate è pari all'aliquota nominale IRES del 27,5% per quelle poste reddituali che troveranno riconoscimento fiscale entro il 31.12.2016 e all'aliquota del 24% per quelle che origineranno variazioni fiscali a decorrere dal 01.01.2017, maggiorate, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,9%).

Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico

IRES	
Risultato prima delle imposte	104.763
IRES teorica 27,5%	28.810
Impatto delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(2.565)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti	(4.058)
IRES corrente, differita e anticipata	22.187
IRAP	
Risultato operativo	142.509
Svalutazione crediti	-
Totale	142.509
IRAP teorica 3,5%	4.988
Effetto aliquota IRAP maggiorata per alcune società	1.012
Impatto delle variazioni fiscali permanenti e delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	410
IRAP corrente, differita e anticipata	6.410
Totale imposte teoriche	33.798
Totale IRES e IRAP a bilancio	28.597
Imposte esercizio precedente	619
Imposte sostitutive	-
TOTALE IMPOSTE A BILANCIO	29.216

Gli impatti delle rettifiche da consolidamento si riferiscono principalmente ai risultati da valutazione secondo il metodo del patrimonio netto della joint venture TotalErg S.p.A.

Si precisa che la suddetta riconciliazione è calcolata su un "Risultato prima delle imposte" che tiene già conto delle riclassifiche ai fini IFRS 5.

NOTA 37 - POSTE NON RICORRENTI

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2016		1° semestre 2015	
Ricavi della gestione caratteristica		-		-
Altri ricavi		-		-
Costi per acquisti		-		-
Variazioni delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi	1)	(932)	1)	(4.489)
Costi del lavoro	2)	(1.159)	2)	(398)
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-		-
Proventi (oneri) finanziari netti	3)	(7.211)		-
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4)	5.690	3)	14.449
Imposte sul reddito	5)	211	4)	4.426
Risultato di azionisti terzi	6)	523	5)	(189)
Risultato netto di competenza del Gruppo (attività continue)		(2.879)		13.799
Risultato netto discontinued operations			6)	(500)

Primo semestre 2016

- 1) i costi per servizi e altri costi si riferiscono ad oneri per operazioni straordinarie;
- 2) i costi del lavoro alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2016;
- 3) gli oneri finanziari netti principalmente alla chiusura anticipata del Project Finacing di Corni Eolian
- 4) gli oneri da partecipazione all'effetto prezzo sul magazzino commodity della joint venture TotalErg
- 5) le imposte sul reddito all'effetto imposte dei sopra menzionati effetti.
- 6) il risultato di azionisti terzi alla quota di competenza degli azionisti terzi delle poste non ricorrenti relative al Gruppo ERG Renew.

Primo semestre 2015

- 1) i costi per servizi e altri costi si riferiscono ad oneri per operazioni straordinarie, alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015 e alla svalutazione di titoli ambientali iscritti nel circolante;
- 2) i costi del lavoro alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015;
- 3) i proventi (oneri) da partecipazione netti principalmente alla quota di competenza del Gruppo ERG degli utili su magazzino della partecipata TotalErg;
- 4) le imposte allo stralcio dell'addizionale Robin Tax relativa alla fiscalità differita emersa nella Purchase Price Allocation degli anni precedenti oltre che all'effetto fiscale di cui alle poste sopra commentate;
- 5) il risultato di azionisti terzi alla quota di competenza degli azionisti terzi delle poste non ricorrenti relative al Gruppo ERG Renew;
- 6) il risultato netto discontinued operations riflette il conguaglio negativo a parziale rettifica del prezzo provvisorio, conseguente alla cessione di ERG Oil Sicilia S.r.l.

NOTA 38 - PARTI CORRELATE

Per completezza di informazione i valori economici sotto riportati non tengono conto delle riclassifiche richieste dall'IFRS 5 e sono quindi comprensivi anche degli importi indicati alla riga "Risultato netto di attività e passività cedute".

Stato Patrimoniale

	Attività finanziarie non correnti	Crediti commerciali	Altri crediti e attività correnti	Attività finanziarie correnti	Passività finanziarie non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali	Passività finanziarie correnti	Altre passività correnti
LUKERG Renew GmbH	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TotalErg S.p.A.	-	648	50.576	-	-	-	189	-	3.142
Priolo Servizi S.C.P.A.	-	2.089	-	-	-	-	-	-	-
San Quirico S.p.A.	-	943	1.882	-	-	-	-	-	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	331	-	-	-	-	-	-	-	-
ERG Petroleos S.A.	-	-	-	8.746	-	-	-	-	-
ERG Eolica Lucana S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ERG Eolico Troina S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	331	3.680	52.458	8.746	-	-	189	-	3.142
% di incidenza sulla voce totale	0%	1%	35%	49%	0%	0%	0%	0%	3%

Conto Economico

	Ricavi della gestione caratteristica	Altri ricavi e proventi	Costi per acquisti	Costi per servizi e altri costi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
LUKERG Renew GmbH	-	-	-	-	-	-
TotalErg S.p.A.	514	292	(30)	-	-	-
Priolo Servizi S.C.P.A.	5.265	138	-	(5.821)	-	-
San Quirico S.p.A.	-	300	-	-	-	-
Fondazione Edoardo Garrone	-	-	-	-	-	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	-	-	-	-	-	-
Totale	5.779	730	(30)	(5.821)	-	-
% di incidenza sulla voce totale	2%	9%	0%	6%	0%	0%

I rapporti con imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, con imprese collegate e joint venture riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari.

Tutte le operazioni fanno parte della gestione ordinaria e sono regolate a condizioni di mercato.

Si evidenzia che ERG S.p.A. ha rinnovato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale per il triennio 2016 -2018 con le società controllate (anche indirettamente) TotalErg S.p.A., Gestioni Europa S.p.A., ERG Power Generation S.p.A., ERG Eolica San Vincenzo S.r.l., ERG Eolica Faeto S.r.l., ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. e ERG Eolica Tirreno S.r.l.



Inoltre ERG S.p.A. ha esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale per il triennio 2016-2018 con le società controllate (anche indirettamente) ERG Power S.r.l., ERG Hydro S.r.l. e ERG Wind Bulgaria S.r.l.

Nel triennio precedente (2013-2015) ERG Power S.r.l. rientrava nel perimetro del Consolidato fiscale nazionale facente capo a San Quirico S.p.A.

Si precisa che gli altri ricavi del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato includono un corrispettivo residuo forfettario di 300 migliaia di Euro riconosciuti da San Quirico S.p.A. alla controllata ERG S.p.A. a seguito degli accordi intercorsi in merito alla partecipazione di ERG Power S.r.l. al "Consolidato fiscale" di San Quirico S.p.A.

Si segnala inoltre che nel mese di giugno 2016 sono stati corrisposti alla Fondazione Edoardo Garrone 100 migliaia di Euro quale contributo per l'anno 2016.

NOTA 39 - RISULTATO NETTO PER AZIONE

Il calcolo del risultato per azione si basa su i seguenti dati:

	1° sem. 2016	1° sem. 2015
Risultato netto di competenza del Gruppo ⁽¹⁾	72.503	70.139
Numero medio di azioni in circolazione ⁽²⁾	142.804.000	142.804.000
Risultato netto attività continue per azione ⁽³⁾	0,529	0,519
Risultato netto attività continue per azione diluito ⁽³⁾	0,529	0,519

(1) migliaia di Euro

(2) unità

(3) unità di Euro

Non vi sono fattori di diluizione che incidono sul risultato netto di competenza del Gruppo.

NOTA 40 - INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ

L'informativa per settore di attività viene presentata secondo quanto richiesto dallo IFRS 8 - Operating segments. Lo schema di informativa è costituito dai settori di attività.

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

I risultati a valori correnti adjusted 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.

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Corporate	TOTALE valori correnti	Poste in riconciliazione	TOTALE reported	Discontinued operations	TOTALE attività continue
30.06.2016									
Ricavi totali	244	228	61	16	549				
Ricavi infrasettori	-	(3)	-	(15)	(18)				
Ricavi netti della gestione caratteristica	244	224	61	1	530	-	530	-	530
Margine operativo lordo	187	52	41	(6)	273	(2)	271	1	272
Ammortamenti e svalutazioni	(83)	(15)	(29)	(1)	(129)	-	(129)	-	(129)
Risultato operativo netto a valori correnti	104	37	12	(7)	145	(2)	143	1	144
Investimenti in attività immobilizzate	13	4	1	1	19	-	19	-	18,66

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Corporate	TOTALE valori correnti	Poste in riconciliazione	TOTALE reported	Discontinued operations	TOTALE attività continue
30.06.2015									
Ricavi totali	199	302	-	11	513				
Ricavi infrasettori	(4)	(1)	-	(10)	(15)				
Ricavi netti della gestione caratteristica	195	301	-	1	497	(13)	484	1	485
Margine operativo lordo	157	52	-	(11)	198	(13)	184	-	184
Ammortamenti e svalutazioni	(66)	(15)	-	(1)	(81)	4	(77)	-	(77)
Risultato operativo netto a valori correnti	91	37	-	(12)	116	(9)	107	-	107
Investimenti in attività immobilizzate	48	3	-	1	52	-	52	-	52

Gli importi indicati nella colonna Corporate si riferiscono principalmente a costi di struttura non attribuibili ai business operativi.

Per i dettagli e le poste in riconciliazione si rimanda a quanto citato nel capitolo **Indicatori alternativi di performance** contenuto nella **Relazione intermedia sulla Gestione**.

NOTA 41 - DIVIDENDI

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2016 (142,8 milioni) e nel primo semestre 2015 (71,4 milioni) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono rispettivamente a 1,00 Euro (di cui 0,50 componente non ricorrente) e 0,50 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

NOTA 42 - STRUMENTI FINANZIARI

30.06.2016	FVTPL ⁽¹⁾	L&R ⁽²⁾	AFS ⁽³⁾	Altre passività	Derivati di copertura	Totale	di cui non corrente	Fair value
Partecipazioni in altre imprese	-	-	1.403	-	-	1.403	-	-
Crediti finanziari	-	16.620	38.755	-	-	55.375	39.086	-
Strumenti derivati	-	-	-	-	1.546	1.546	-	1.546
Crediti commerciali	-	419.396	-	-	-	419.396	-	-
Titoli finanziari nel circolante	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri crediti	-	107.649	-	-	-	107.649	34.016	-
Disponibilità liquide	-	360.226	-	-	-	360.226	-	360.226
Totale attività	-	903.891	40.158	-	1.546	945.595	73.102	361.772
Mutui e finanziamenti	-	-	-	667.401	-	667.401	667.401	-
Project Financing no recourse	-	-	-	1.284.907	-	1.284.907	1.160.756	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	93.790	-	93.790	-	-
Debiti finanziari	-	-	-	5.756	-	5.756	-	-
Strumenti derivati	-	-	-	-	166.474	166.474	166.474	166.474
Debiti commerciali	-	-	-	128.673	-	128.673	-	-
Altri debiti	-	-	-	135.478	-	135.478	121.950	135.478
Totale passività	-	-	-	2.316.005	166.474	2.482.479	2.116.581	301.952
31.12.2015								
	FVTPL ⁽¹⁾	L&R ⁽²⁾	AFS ⁽³⁾	Altre passività	Derivati di copertura	Totale	di cui non corrente	Fair value
Partecipazioni in altre imprese	-	-	1.363	-	-	1.363	-	-
Crediti finanziari	-	131.642	1	-	-	131.643	38.943	-
Strumenti derivati	-	-	-	-	25	25	-	25
Crediti commerciali	-	343.450	-	-	-	343.450	86.477	-
Titoli finanziari nel circolante	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri crediti	-	71.213	-	-	-	71.213	34.490	-
Disponibilità liquide	-	770.564	-	-	-	770.564	-	770.564
Totale attività	-	1.316.869	1.364	-	25	1.318.258	159.910	770.589
Mutui e finanziamenti	-	-	-	694.573	-	694.573	694.573	-
Project Financing no recourse	-	-	-	1.284.578	-	1.284.578	1.139.860	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	110.028	-	110.028	-	-
Debiti finanziari	-	-	-	68.516	-	68.516	-	-
Strumenti derivati	-	-	-	-	153.585	153.585	153.396	153.585
Debiti commerciali	-	-	-	162.101	-	162.101	-	-
Altri debiti	-	-	-	150.153	-	150.153	121.031	150.153
Totale passività	-	-	-	2.469.949	153.585	2.623.534	2.108.860	303.738

(1) FVTPL: fair value through profit or loss

(2) L&R: Loans and receivables

(3) AFS: Available for sale financial investments

La tabella seguente mostra un'analisi degli strumenti finanziari derivati valutati al fair value, raggruppati in Livelli da 1 a 3 basati sul grado di osservabilità del fair value:

- livello 1, il fair value è determinato da prezzi quotati in mercati attivi;
- livello 2 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su variabili che sono direttamente (o indirettamente) osservabili sul mercato;
- livello 3 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su significative variabili non osservabili sul mercato.

	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività finanziarie			
- FVTPL	-	-	-
- AFS	-	-	-
- Derivati di copertura	1.546	-	-
Totale	1.546	-	-
Passività finanziarie			
- FVTPL	-	-	-
- Derivati di copertura	-	166.474	-
Totale	-	166.474	-

Il Gruppo non ha alcuno strumento finanziario classificabile nel livello 3.

Gli strumenti finanziari classificati nel livello 1 sono relativi a commodities (energia elettrica e gas), il cui valore è quotato giornalmente. Sono classificati nel livello 2 gli strumenti finanziari su tassi di interesse; al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
Derivati su tasso di interesse	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	- Reuters	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Collar)	Black & Scholes	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap - Volatilità implicita tassi a breve termine	- Reuters - ICAP (via Reuters)	Level 2
Derivati su cambio	FX Forward	Discounted Cash Flow	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE	- Reuters	Level 2
	FX Option	- Black & Scholes - Edgeworth Expansion - Monte Carlo	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE - Volatilità implicite dei tassi di cambio	- Reuters	Level 2
Derivati su commodity	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	- Platt's (Sarus)	Level 2
	- Grezzi		- Prezzi forward quotati su mercati OTC	- Reuters	
	- Prodotti petroliferi		- Prezzi forward derivati (i.e. regressione lineare) da prezzi OTC		
	- Crack spread		- Curve zero coupon su Euro e Dollaro		
	- Formule gas		- Cambi spot BCE		
	Commodity Future	Strumento quotato	- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte:ICE	- Reuters	Level 1
Contract for Difference (CfD)	Discounted Cash Flow	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- TFS - Reuters	Level 2	

NOTA 43 - INFORMATIVA SUI RISCHI

Per quanto riguarda le tipologie di rischi connesse all'attività del Gruppo, le relative politiche di copertura, gli strumenti derivati e i livelli di osservabilità del fair value, non si segnalano variazioni significative rispetto a quanto indicato nel Bilancio 2015.

Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio prezzo commodities e di tasso di interesse, al 30 giugno 2016 sono i seguenti:

Tipologia	Rischio coperto	Nozionale di riferimento		Fair Value al 30.06.2016
Strumenti in Cash Flow Hedge				(Migliaia di Euro)
A Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	1.530	milioni di Euro	(166.474)
B Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	998	migliaia di MWh	1.246
Totale strumenti in Cash Flow Hedge				(165.228)
Strumentinon gestiti in Hedge Accounting				
C Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	184	migliaia di MWh	37
D CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	151	migliaia di MWh	263
Totale strumenti non getiti in Hedge Accounting				300
TOTALE STRUMENTI DERIVATI GRUPPO ERG				(164.928)

A. Interest Rate Swap e Interest Rate Cap e Collar.

Operazioni a copertura del rischio economico "tasso d'interesse" rischio legato alle variazioni dei tassi di interesse sui finanziamenti.

I nozionali di riferimento delle coperture si riferiscono alle seguenti società:

- ERG S.p.A.;
- ERG Power;
- società del settore rinnovabili.

Al 30 giugno 2016 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 166,5 milioni. La variazione è rilevata nella riserva di Cash Flow Hedge.

B. Swap copertura rischio prezzo su gas

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo delle formule gas relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato e il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2016 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 1,2 milioni.

C. Swap copertura rischio prezzo su gas

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo delle formule gas relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato e il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2016 si rileva un fair value complessivo positivo non significativo.

D. CFD copertura rischio prezzo su energia elettrica

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato e il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2016 si rileva un fair value complessivo positivo di valore non significativo.

NOTA 44 - ALTRE INFORMAZIONI

Si ricorda che in un apposito capitolo della **Relazione intermedia sulla Gestione** è fornita l'informativa sui fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.

NOTA 45 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 5 agosto 2016 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione della Relazione Finanziaria semestrale unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 5 agosto 2016

per il Consiglio di Amministrazione

il Presidente

Edoardo Garrone



ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

-
1. I sottoscritti Luca Bettonte, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Paolo Luigi Merli, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2016.
 2. Al riguardo si segnala che:
 - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2016 è stata verificata mediante la valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
 3. Si attesta, inoltre, che:
 - il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2016:
 - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - La Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio.

La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 5 agosto 2016

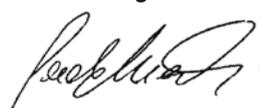
l'Amministratore Delegato

Luca Bettonte



il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli



RELAZIONE DI REVISIONE LIMITATA DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



Deloitte & Touche S.p.A.
Mura di Santa Chiara, 1
16128 Genova
Italia

Tel: +39 010 5317011
Fax: +39 010 5317022
www.deloitte.it

RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

**Agli Azionisti della
ERG S.p.A.**

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della ERG S.p.A. e sue controllate (il "Gruppo ERG") al 30 giugno 2016. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della Società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova
Palermo Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

2

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2016 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Giorgio Barbieri
Socio

Genova, 5 agosto 2016



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

ERG S.p.A. - Agosto 2016

Questa pubblicazione è presente in formato pdf sul sito
www.erg.eu

Redazione: Direzione Amministrazione
amministrazione@erg.eu

A cura di Comunicazione e Corporate Image
immagine@erg.eu

WWW.ERG.EU

