



RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

AL 30 GIUGNO 2013

INDICE

RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

Organi Societari	pag. 4
Premessa	pag. 5
Profilo del Gruppo	pag. 7
ERG in Borsa	pag. 9
Sintesi dei risultati	pag. 10
Sintesi dei risultati per settore	pag. 11
Vendite	pag. 12
Commento ai risultati del semestre	pag. 14
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	pag. 16
Settori di attività	pag. 22
● Rinnovabili	pag. 22
● Power & Gas	pag. 29
● Refining & Marketing	pag. 33
<i>Downstream integrato</i>	pag. 33
<i>Raffinazione costiera</i>	pag. 38
Investimenti	pag. 41
Prospetti contabili	pag. 43
Area di consolidamento integrale e aree di business	pag. 43
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	pag. 44
Indicatori alternativi di performance	pag. 52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	pag. 56
Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 56

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Situazione patrimoniale-finanziaria	pag. 60
Conto Economico	pag. 61
Altre componenti di Conto Economico complessivo	pag. 62
Rendiconto Finanziario	pag. 63
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	pag. 64
Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	pag. 65
Elenco società del Gruppo	pag. 71
Analisi della situazione patrimoniale-finanziaria	pag. 82
Analisi del Conto Economico	pag. 100
Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico	pag. 106
Nota 39 – Poste non ricorrenti	pag. 107
Nota 41 – Risultato netto per azione	pag. 109
Nota 43 – Dividendi	pag. 110
Nota 44 – Informativa sui rischi	pag. 110
Nota 45 – Altre informazioni	pag. 112
Nota 46 – Data pubblicazione della Relazione Finanziaria Semestrale	pag. 112

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
EDOARDO GARRONE

VICE PRESIDENTE
ALESSANDRO GARRONE ¹
GIOVANNI MONDINI

AMMINISTRATORE DELEGATO
LUCA BETTONTE

AMMINISTRATORI
MASSIMO BELCREDI
(INDIPENDENTE)

PASQUALE CARDARELLI
(INDIPENDENTE)

ALESSANDRO CARERI
MARCO COSTAGUTA

ANTONIO GUASTONI
(INDIPENDENTE)

PAOLO FRANCESCO LANZONI
(INDIPENDENTE)

GRAZIELLA MERELLO ²

UMBERTO QUADRINO
(INDIPENDENTE)

COLLEGIO SINDACALE ³

PRESIDENTE
MARIO PACCIANI

SINDACI EFFETTIVI

LELIO FORNABAIO

ELISABETTA BARISONE

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

GIORGIO CORAGGIOSO

SOCIETÀ DI REVISIONE

DELOITTE & TOUCHE S.P.A.

¹ Vice Presidente esecutivo

² Amministratore incaricato del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi

³ Nominato in data 23 aprile 2013

PREMESSA

La relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2013, 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 adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati sono esposti anche a valori correnti adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di ISAB S.r.l. e delle joint venture TotalErg S.p.A. per quel che riguarda il settore Refining & Marketing e LUKERG Renew GmbH per il settore Rinnovabili, i cui contributi nel Conto Economico non a valori correnti adjusted sono rappresentati nella valutazione ad equity delle partecipazioni.

L'indebitamento finanziario netto è a valori adjusted e tiene conto, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle joint venture LUKERG Renew GmbH (50%) e TotalErg S.p.A. (51%), al netto delle relative poste Infragruppo.

Si ricorda che in considerazione del venir meno della governance paritetica in ISAB S.r.l. a partire dal 1° settembre 2012 i valori adjusted dell'indebitamento e degli investimenti non tengono più conto del contributo di ISAB S.r.l.

Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)

In data 13 febbraio 2013 ERG ha perfezionato con International Power Consolidated Holding Ltd. (100% GDF SUEZ) il closing per l'acquisto, attraverso la controllata ERG Renew, dell'80% del capitale di IP Maestrale Investments Ltd.

L'Assemblea di IP Maestrale, in pari data, ha deliberato il cambio di denominazione della società in ERG Wind Investments Ltd.

Grazie all'acquisizione il Gruppo ERG incrementa la propria potenza installata di 636 MW, di cui 550 MW in Italia e 86 MW in Germania, arrivando ad un totale di circa 1.232 MW, di cui circa 1.062 MW in Italia, posizionandosi come primo operatore eolico in Italia e fra i primi dieci in Europa.

Il valore dell'acquisizione, enterprise value, è di 859 milioni, pari a circa 1,35 milioni per MW installato. Il corrispettivo per l'equity al closing dell'operazione è stato di 28,2 milioni per l'80% del capitale sociale di IP Maestrale. Nell'ambito degli accordi, è prevista un'opzione put and call

sul rimanente 20% del capitale che potrà essere esercitata non prima di tre anni dalla data del closing. I parchi sono già interamente finanziati tramite Project Financing non recourse con scadenza a dicembre 2022, erogato da un gruppo di primarie banche italiane e internazionali. La società oggetto di acquisizione ha registrato un EBITDA per il 2012 di circa 120 milioni e nel primo semestre 2013 di circa 78 milioni.

Nel mese di luglio, sulla base di quanto previsto dagli accordi esistenti, è stato condiviso e regolato un price adjustment relativo al 100% della partecipazione pari a circa 12,4 milioni a favore del Gruppo ERG.

I parchi eolici italiani sono situati in Sicilia (161 MW), Sardegna (111 MW), Campania (95 MW), Puglia (91 MW), Basilicata (55 MW), Molise (37 MW) mentre i cinque parchi in Germania (86 MW) sono situati nell'area centro-nord. Gli asset di elevata qualità presentano una producibilità di circa 2.000 ore/anno, superiore alla media nazionale italiana.

La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento di ERG Wind Investments e delle proprie controllate.

Acquisizione parchi eolici Gebeleisis in Romania e Hrabrovo in Bulgaria

In data **20 giugno 2013** LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew (100% ERG) e LUKOIL-Ecoenergo ha sottoscritto due accordi con Vestas per l'acquisizione del 100% di due parchi eolici già operativi (capacità installata complessiva di 84 MW): Gebeleisis in Romania e Hrabrovo in Bulgaria.

Il parco eolico di Gebeleisis si trova nella regione di Galati (Romania), pienamente operativo da febbraio 2013, ha una capacità installata complessiva di 70 MW (35 WTG Vestas V90-2 MW) e una produzione annua media attesa superiore ai 165 GWh. Il valore dell'acquisizione, in termini di Enterprise Value, è di 109,2 milioni (circa 1,56 milioni per MW).

Il parco eolico di Hrabrovo si trova nella regione di Dobrich (Bulgaria), pienamente operativo da marzo 2012, ha una capacità installata complessiva di 14 MW (7 WTG Vestas V90-2 MW) e una produzione annua media attesa superiore ai 34 GWh. Il valore dell'acquisizione, in termini di Enterprise Value, è di 17,6 milioni (circa 1,26 milioni per MW).

L'operazione rafforza la partnership strategica tra ERG Renew e Vestas e permette ad ERG di imprimere una significativa accelerazione al raggiungimento dei target di crescita nell'Europa dell'Est previsti dal piano industriale al 2015. Inoltre, a seguito di queste acquisizioni e della realizzazione del parco eolico in Romania la capacità installata all'estero di ERG Renew raggiungerà circa il 20% dell'intero portafoglio.

Relativamente al parco di Gebeleisis, il closing dell'operazione è avvenuto il **28 giugno 2013**, mentre per il parco di Hrabrovo il closing, subordinato all'approvazione dell'Autorità Antitrust Bulgara, è previsto nel secondo semestre di quest'anno.

A seguito del closing delle due operazioni, i risultati consolidati adjusted del secondo semestre 2013 beneficeranno del contributo dei due parchi.

L'indebitamento finanziario adjusted al 30 giugno 2013 del Gruppo ERG riflette l'impatto dell'operazione Gebeleisis pari a 55 milioni.

La produzione di energia elettrica dei due nuovi impianti eviterà emissioni di CO₂ in atmosfera per circa 77mila tonnellate all'anno.

PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG, anche attraverso le proprie controllate e joint venture con primari operatori internazionali, opera nei seguenti settori:

Rinnovabili

Attraverso la controllata ERG Renew, ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con 1.232 MW di potenza eolica in esercizio al 30 giugno 2013, di cui 596 MW già presenti a fine 2012 ai quali si sono aggiunti nel corso del primo semestre 636 MW derivanti dalla recente acquisizione di IP Maestrale. ERG Renew, in seguito a tale operazione, è divenuta il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi sono concentrati prevalentemente in Italia (1.062 MW), ma con una presenza significativa anche in Germania (86 MW), in Francia (64 MW) e 20 MW in Bulgaria (40 MW attraverso la joint venture LUKERG Renew).

La potenza installata si incrementerà nel secondo semestre del 2013 a seguito dell'acquisizione attraverso LUKERG Renew di due parchi eolici in Romania e Bulgaria per una potenza complessiva di 84 MW (42 MW quota ERG).

Nel corso del 2013 verranno inoltre effettuati importanti investimenti di sviluppo, in particolare attraverso la costruzione di nuovi parchi in Italia ed in Romania.

Power & Gas

Il Gruppo è attivo nella produzione e commercializzazione di energia elettrica, vapore e gas. Le principali partecipazioni di ERG nel settore sono:

- **ISAB Energy S.r.l. / ISAB Energy Services S.r.l. (51%)**: la prima è la società proprietaria di una centrale (528 MW) che utilizza come combustibile gas di sintesi ottenuto da un processo di gassificazione dell'asfalto proveniente dalla Raffineria ISAB di Priolo (Sicilia); la seconda svolge i servizi di O&M per ISAB Energy S.r.l. ed ERG Power S.r.l.;
- **ERG Power S.r.l.**: società proprietaria della Centrale Nord (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo, comprendente un impianto a ciclo combinato alimentato a gas naturale ed un impianto a vapore a contropressione.

Refining & Marketing

Il Gruppo è attivo nel settore del **Downstream integrato**, in cui è uno dei primari operatori del mercato attraverso TotalErg, joint venture con Total, con una rete di oltre 3.000 punti vendita, e tramite ERG Oil Sicilia (EOS), controllata al 100% da ERG, operante nei settori Rete ed Extra Rete in Sicilia.

TotalErg opera anche nel settore della logistica e della raffinazione (sia attraverso la società Raffineria di Roma, controllata al 100%, che ha interrotto l'attività di raffinazione nel mese di settembre 2012 ed oggi rappresenta un importante polo logistico per lo stoccaggio e la movimentazione di prodotti petroliferi nel centro Italia, sia mediante la Raffineria Sarpom di Trecate partecipata al 24%, a cui si aggiungono partecipazioni in ulteriori assets logistici).

ERG opera anche nella **Raffinazione costiera** attraverso la partecipazione del 20% nella Raffineria ISAB di Priolo, uno dei principali siti nel Mediterraneo sia in termini di capacità (320 migliaia di barili/giorno) sia in termini di complessità (indice di Nelson 9,3). La quota di partecipazione è passata dal 40% al 20% nel settembre 2012 a seguito del parziale esercizio della put option nell'ottica della riduzione dell'esposizione nel settore raffinazione.



RINNOVABILI

- 1,2 GW di capacità eolica installata (incluso ERG Wind)
- Sviluppo estero gestito da ERG Renew e LUKERG Renew (50% joint venture con LUKOIL nell'Est Europa)



POWER & GAS

- ERG Power: impianto CCGT da 480 MW in Sicilia
- ISAB Energy: impianto IGCC da 528 MW (51% quota ERG)



REFINING & MARKETING

- 20% di ISAB (Raffinazione costiera)
- 51% di TotalErg
- 100% di ERG Oil Sicilia



ERG IN BORSA

Al 28 giugno 2013 il prezzo di riferimento del titolo ERG (Blue Chips) presenta una quotazione di 7,18 Euro, inferiore del 5,8% rispetto a quella della fine dell'anno precedente, a fronte di una contrazione dell'indice europeo di settore Stoxx Utilities Index (-7,7%) e dell'indice FTSE All Share (-5,4%) e di una crescita dell'indice FTSE Mid Cap (+14,4%).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG nel periodo 2 gennaio – 28 giugno 2013:

PREZZO DELL'AZIONE	EURO
Prezzo di riferimento al 28/06/2013	7,18
Prezzo massimo (17/05/2013) ⁽¹⁾	8,25
Prezzo minimo (24/06/2013) ⁽¹⁾	6,51
Prezzo medio	7,34

VOLUMI SCAMBIATI	N. AZIONI
Volume massimo (08/03/2013)	1.029.924
Volume minimo (06/03/2013)	54.140
Volume medio	237.642

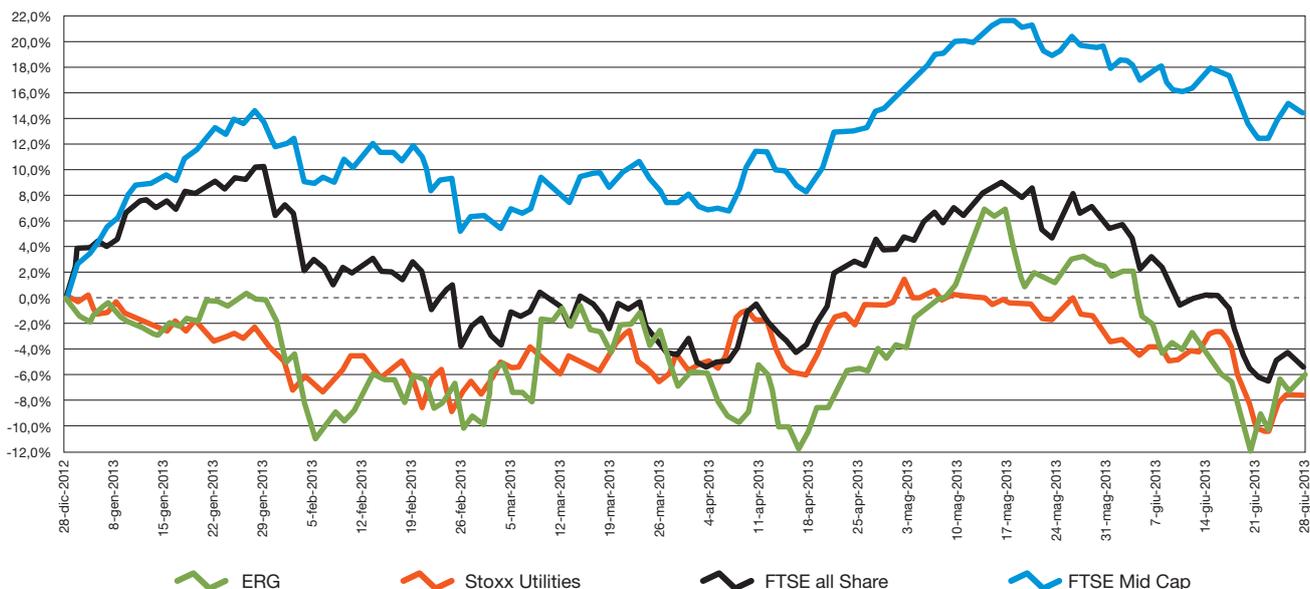
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

La capitalizzazione di borsa al 30 giugno 2013 ammonta a circa 1.079 milioni di Euro (1.146 milioni alla fine del 2012).

ANDAMENTO DEL TITOLO ERG A CONFRONTO CON I PRINCIPALI INDICI (NORMALIZZATI)

ERG vs. Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap

Variazione % dal 28/12/2012 al 28/06/2013



Si segnala che a partire dal primo semestre 2013 l'andamento del titolo ERG è confrontato con l'indice Stoxx Utilities Index anziché lo Stoxx Energy Index (precedentemente utilizzato) in conseguenza della maggior esposizione del capitale investito nei settori Rinnovabili e Termoelettrico rispetto al settore OIL.

SINTESI DEI RISULTATI

ANNO 2012	PRINCIPALI DATI ECONOMICI (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE		
		2013	2012	
8.288	RICAVI TOTALI ⁽¹⁾	3.221	4.485	
332	MARGINE OPERATIVO LORDO	226	129	
346	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ⁽²⁾	267	146	
458	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED ⁽³⁾	293	205	
197	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ⁽²⁾	163	73	
216	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED ⁽³⁾	150	82	
200	RISULTATO NETTO	30	(27)	
151	<i>DI CUI RISULTATO NETTO DI GRUPPO</i>	3	(49)	
12	RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI ⁽⁴⁾	25	(9)	
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
2.484	CAPITALE INVESTITO NETTO	3.189	2.917	
1.971	PATRIMONIO NETTO	1.955	1.753	
513	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE	1.233	1.164	
789	<i>DI CUI PROJECT FINANCING NON RECOURSE ⁽⁵⁾</i>	1.439	855	
21%	LEVA FINANZIARIA	39%	40%	
722	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE ADJUSTED ⁽⁶⁾	1.462	1.326	
DATI OPERATIVI				
596	CAPACITÀ INSTALLATA IMPIANTI EOLICI A FINE PERIODO	MW	1.232	552
1.222	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI EOLICI	MILIONI DI KWH	1.400	630
1.008	CAPACITÀ INSTALLATA IMPIANTI TERMOELETTRICI ⁽⁷⁾	MW	1.008	1.008
6.997	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI TERMOELETTRICI	MILIONI DI KWH	3.423	3.397
9.074	VENDITE TOTALI DI ENERGIA ELETTRICA	MILIONI DI KWH	5.518	4.483
1.642	VENDITE RETE ITALIA ⁽⁸⁾	MIGLIAIA DI TONNELLATE	763	829
11,2%	QUOTA DI MERCATO RETE TOTALERG	BENZINA + GASOLIO	11,3%	11,3%
1,0%	QUOTA DI MERCATO RETE ERG OIL SICILIA ⁽⁹⁾	BENZINA + GASOLIO	0,9%	1,1%
726	STOCK DI MATERIE PRIME E PRODOTTI ⁽¹⁰⁾	MIGLIAIA DI TONNELLATE	708	1.078
6.444	LAVORAZIONI RAFFINERIE ⁽⁸⁾	MIGLIAIA DI TONNELLATE	1.369	3.836
130	LAVORAZIONI RAFFINERIE ⁽⁸⁾	MIGLIAIA DI BARILI/GIORNO	56	156
77	INVESTIMENTI ⁽¹¹⁾	MILIONI DI EURO	23	35
613	DIPENDENTI A FINE PERIODO	UNITA	653	623
INDICATORI DI MERCATO				
75,48	PREZZO DI RIFERIMENTO ELETTRICITÀ ⁽¹²⁾	EURO/MWH	60,58	77,36
80,34	PREZZO DI VENDITA CERTIFICATI VERDI (RINNOVABILI)	EURO/MWH	90,68	76,54
122,70	PREZZO DI VENDITA CIP 6 (TERMOELETTRICO - ISAB ENERGY)	EURO/MWH	114,80	118,30
95,28	PREZZO ZONALE SICILIA	EURO/MWH	86,93	92,49
111,67	BRENT DATED	\$/BARILE	107,50	113,61
0,19	MARGINE DI RAFFINAZIONE EMC	\$/BARILE	(0,94)	(0,29)
1,285	CAMBIO EURO/\$	EURO/\$	1,313	1,296

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

(1) al netto delle accise

(2) non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche

(3) comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg (società in joint venture con Total), di LUKERG Renew (società in joint venture con il Gruppo LUKOIL) e di ISAB S.r.l.

(4) non include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli adjusted

(5) al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei relativi derivati a copertura dei tassi

(6) comprende in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle joint venture

(7) capacità installata a fine periodo

(8) dati stimati. Includono il 51% di TotalErg

(9) relativi ai punti vendita della controllata al 100% ERG Oil Sicilia

(10) comprendono la quota ERG dello stock nella joint venture TotalErg e in ISAB S.r.l.

(11) in immobilizzazioni materiali ed immateriali

(12) Prezzo Unico Nazionale

SINTESI DEI RISULTATI PER SETTORE

ANNO 2012	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
177	RINNOVABILI	199	91
1.651	POWER & GAS	795	807
11.688	REFINING & MARKETING	4.051	6.397
6	CORPORATE	3	3
(1.065)	RICAVI INFRASETTORI	(285)	(671)
12.457	Totale ricavi adjusted⁽¹⁾	4.763	6.627
(349)	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB S.R.L. A VALORI CORRENTI	(84)	(161)
(3.841)	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(1.463)	(1.995)
(2)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(3)	-
8.265	TOTALE RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	3.214	4.471
MARGINE OPERATIVO LORDO			
137	RINNOVABILI	150	73
328	POWER & GAS	175	159
21	REFINING & MARKETING	(16)	(14)
(28)	CORPORATE	(16)	(14)
458	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted⁽²⁾	293	205
(68)	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB S.R.L. A VALORI CORRENTI	(15)	(45)
(43)	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(9)	(14)
(1)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(2)	-
346	Margine operativo lordo a valori correnti⁽²⁾	267	146
(1)	UTILI (PERDITE) SU MAGAZZINO	(8)	(8)
(13)	POSTE NON CARATTERISTICHE	(33)	(9)
332	MARGINE OPERATIVO LORDO	226	129
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(66)	RINNOVABILI	(63)	(31)
(76)	POWER & GAS	(38)	(37)
(97)	REFINING & MARKETING	(41)	(53)
(3)	CORPORATE	(1)	(2)
(242)	Ammortamenti a valori correnti adjusted⁽²⁾	(143)	(123)
37	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB S.R.L. A VALORI CORRENTI	11	22
55	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	27	28
1	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	1	-
(149)	AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI⁽²⁾	(104)	(73)
RISULTATO OPERATIVO NETTO			
71	RINNOVABILI	87	42
253	POWER & GAS	137	122
(77)	REFINING & MARKETING	(56)	(67)
(31)	CORPORATE	(17)	(15)
216	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted⁽²⁾	150	82
(32)	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB S.R.L. A VALORI CORRENTI	(4)	(23)
12	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	18	14
-	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(1)	-
197	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI⁽²⁾	163	73
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI			
39	RINNOVABILI	20	23
35	POWER & GAS	10	11
51	REFINING & MARKETING	17	25
1	CORPORATE	1	1
126	Totale investimenti adjusted⁽³⁾	48	60
(13)	INVESTIMENTI DI ISAB S.R.L. (QUOTA ERG)	-	(10)
(36)	INVESTIMENTI DI TOTALERG (51%)	(17)	(15)
-	INVESTIMENTI DI LUKERG RENEW (50%)	(8)	-
77	TOTALE INVESTIMENTI	23	35

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

(1) i ricavi adjusted tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalle joint venture TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew e da ISAB S.r.l.

(2) i risultati a valori correnti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche. I valori adjusted comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg S.p.A., LUKERG Renew e di ISAB S.r.l.

(3) tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew e fino ad agosto 2012 da ISAB S.r.l.

VENDITE

ENERGIA

Le vendite di energia elettrica effettuate dal Gruppo ERG fanno riferimento principalmente all'energia elettrica prodotta dai propri impianti¹, sia eolici (ERG Renew) che termoelettrici (ISAB Energy ed ERG Power) ed, in misura minore, ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Delle vendite di energia elettrica effettuate in Italia nel primo semestre 2013, circa 4,7 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa il 2,9% della domanda complessiva nazionale (2,4% nel 2012).

Si precisa che i dati 2013 includono il contributo delle vendite effettuate dai parchi eolici ERG Wind. La ripartizione dei volumi di vendita, con riferimento alla tipologia di fonte, è riportata nella tabella seguente:

ANNO 2012	ENERGIA (GWH)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
1.072	ERG RENEW ITALIA	1.231	568
150	ERG RENEW ESTERO	168	61
4.077	ISAB ENERGY	2.109	1.978
3.775	ERG POWER & GAS	2.009	1.875
9.074	TOTALE	5.518	4.483

Le vendite di vapore² sono state pari a 798 migliaia di tonnellate (833 nel primo semestre 2012), di cui 504 migliaia di tonnellate a ISAB S.r.l.

Le vendite di gas nel periodo sono state pari a 254 milioni di Sm³ (234 milioni di Sm³ nel primo semestre 2012), di cui 165 milioni di Sm³ ad ISAB S.r.l.

¹ Per ERG Power & Gas le vendite di energia elettrica differiscono dalle produzioni in quanto includono energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale e sui mercati a termine.

² Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi utilizzatori e delle perdite di rete

PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite complessive di prodotti petroliferi del Refining & Marketing, nel corso del semestre, sono state pari a 3,4 milioni di tonnellate (5,7 milioni di tonnellate nel 2012), di cui il 64% sul mercato interno ed il restante 36% all'estero.

La riduzione dei volumi venduti è imputabile sia al differente perimetro derivante dalla riduzione della quota nella Raffineria ISAB e dalla chiusura della Raffineria di Roma (avvenuta nel settembre 2012), sia all'impatto della fermata per manutenzione di ISAB nel primo semestre del 2013, sia al più generale calo della domanda nei vari canali commerciali.

La ripartizione dei volumi di vendita di prodotti petroliferi di ERG per canale di distribuzione è riportata nella seguente tabella. Si precisa che i dati includono il contributo delle vendite di TotalErg al 51%.

ANNO 2012	RAFFINAZIONE E RIFORNIMENTI (MIGLIAIA DI TONNELLATE)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
5.071	ESPORTAZIONI VIA NAVE	1.244	2.926
2.301	FORNITURE AL MERCATO INTERNO	968	1.239
7.373	TOTALE RAFFINAZIONE E RIFORNIMENTI	2.212	4.166
	COMMERCIALIZZAZIONE		
1.642	RETE	763	829
1.283	EXTRA RETE	448	713
2.925	TOTALE COMMERCIALIZZAZIONE	1.211	1.542
10.298	TOTALE PRODOTTI PETROLIFERI	3.423	5.708

COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

Nel semestre 2013 i **ricavi adjusted** sono pari a 4.763 milioni, in diminuzione rispetto al 2012, in conseguenza principalmente delle minori produzioni legate alla fermata generale programmata ed alla riduzione della quota di lavorazione ERG nella Raffineria ISAB oltre che della chiusura della Raffineria di Roma da parte di TotalErg.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted**¹ si attesta a 293 milioni, in forte crescita rispetto ai 205 milioni registrati nel primo semestre 2012. La variazione riflette i seguenti fattori:

Rinnovabili: margine operativo lordo pari a 150 milioni, più che raddoppiato rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (73 milioni), grazie al forte incremento delle produzioni derivante dall'acquisizione di ERG Wind, oltre che ad una buona ventosità registrata nel periodo.

Power & Gas: il margine operativo lordo di 175 milioni ha beneficiato della buona performance degli impianti e dell'andamento dei prezzi zonal, risultando superiore al corrispondente periodo dell'anno precedente (159 milioni).

Refining & Marketing: margine operativo lordo pari a -16 milioni (-14 milioni nel 2012); il risultato, pur in presenza di una minore esposizione alla raffinazione e di una leggera ripresa dei margini, è stato penalizzato dalla fermata della Raffineria ISAB e dall'ulteriore calo della domanda di prodotti petroliferi.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted**¹ è stato pari a 150 milioni (82 milioni nel primo semestre 2012) dopo ammortamenti per 143 milioni (123 milioni nel primo semestre 2012).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a +25 milioni, rispetto al risultato di -9 milioni del 2012. Il miglioramento del risultato è legato principalmente alla crescita dei margini a livello operativo ed al contributo dei parchi eolici ERG Wind.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a +3 milioni (-49 milioni nel 2012) e risente principalmente di perdite su magazzino per -8 milioni (-6 milioni nel 2012), del conguaglio positivo per la cessione del 20% della partecipazione in ISAB S.r.l. pari a 9 milioni e di oneri accessori relativi all'acquisizione di ERG Wind per 11 milioni.

Nel primo semestre 2013 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 48 milioni (60 milioni nel primo semestre 2012) di cui il 42% nel settore Rinnovabili (39%), il 21% nel settore Power & Gas (18%) e il 36% nel settore Refining & Marketing (42%).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.233 milioni, in aumento di 721 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2012 principalmente a seguito dell'acquisizione di ERG Wind e del pagamento dei dividendi in parte compensati dal flusso di cassa del periodo. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 158 milioni (76 milioni al 31 dicembre 2012).

¹ Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted e per un dettaglio delle poste non caratteristiche si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

L'incremento è legato al consolidamento del fair value dei derivati a copertura del finanziamento di ERG Wind, sostanzialmente controbilanciato dall'effetto positivo legato alla valutazione al fair value del finanziamento medesimo, come meglio precisato nel paragrafo "Consolidamento ERG Wind".

L'**indebitamento finanziario netto adjusted**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nelle joint venture TotalErg e LUKERG Renew, risulta pari a 1.462 milioni, in aumento di circa 740 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 sostanzialmente per le stesse motivazioni sopra riportate.

Si ricorda che l'indicatore al 30 giugno 2013 ed al 31 dicembre 2012 non include più, a seguito della riduzione del possesso della partecipazione al 20% avvenuto nel 2012, il contributo di ISAB S.r.l. pari ad una posizione finanziaria netta positiva rispettivamente per 12 milioni e per 44 milioni (quota ERG).

Nell'indebitamento finanziario netto adjusted sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 164 milioni (84 milioni al 31 dicembre 2012).

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)

In data **13 febbraio 2013** ERG, attraverso la controllata ERG Renew, ha perfezionato il closing dell'accordo con International Power Consolidated Holding Ltd. (100% GDF SUEZ) per l'**acquisizione dell'80% del capitale di IP Maestrale Investments Ltd.**, primario operatore in Italia nel settore dell'energia rinnovabile da fonte eolica con una capacità installata di 636 MW, di cui 550 MW in Italia e 86 MW in Germania. In pari data l'Assemblea di IP Maestrale ha deliberato il cambio di denominazione della società in **ERG Wind Investments Ltd.**

Grazie all'acquisizione il Gruppo ERG ha incrementato la propria potenza installata di 636 MW, arrivando ad un totale di circa 1.232 MW, di cui circa 1.062 MW in Italia, posizionandosi come primo operatore eolico in Italia e fra i primi dieci in Europa.

Il valore dell'acquisizione, enterprise value, è di 859 milioni, pari a circa 1,35 milioni per MW installato. Il corrispettivo provvisorio per l'equity al closing dell'operazione è di 28,2 milioni per l'80% del capitale sociale di IP Maestrale. Nell'ambito degli accordi, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che potrà essere esercitata non prima di tre anni dalla data del closing. I parchi sono già interamente finanziati tramite Project Financing non recourse con scadenza a dicembre 2022, erogato da un gruppo di primarie banche italiane e internazionali. I parchi eolici italiani sono situati in Sicilia (161 MW), Sardegna (111 MW), Campania (95 MW), Puglia (91 MW), Basilicata (55 MW), Molise (37 MW) mentre i cinque parchi in Germania (86 MW) sono situati nell'area centro-nord. Gli asset, di elevata qualità, presentano una producibilità di circa 2.000 ore/anno, superiore alla media nazionale.

Nel mese di luglio è stato condiviso e regolato un price adjustment relativo al 100% della partecipazione pari a circa 12,4 milioni a favore del Gruppo ERG.

Altri fatti di rilievo

Il **15 gennaio 2013** ERG si è aggiudicata l'asta che gli ha consentito di beneficiare degli incentivi ventennali per il progetto di un parco eolico di 34 MW presso il comune di Palazzo San Gervasio (PZ), con un ribasso d'asta del 2,5%.

Il **22 marzo 2013** ERG Eolica Amaroni S.r.l. (100% ERG Renew) ha sottoscritto il contratto di finanziamento in Project Financing per il proprio parco eolico situato in provincia di Catanzaro, entrato in produzione nel secondo semestre 2012 e con una capacità installata di 22,5 MW. Il contratto, per un importo complessivo di 35 milioni e una durata di 14 anni, è stato sottoscritto dai Mandated Lead Arrangers ING Bank e Crédit Agricole CIB, che agisce anche in qualità di banca agente e Cariparma Crédit Agricole in qualità di account bank.

In data **20 giugno 2013** LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew (100% ERG) e LUKOIL-Ecoenergo ha sottoscritto due accordi con Vestas per l'acquisizione del 100% di due parchi eolici già operativi (capacità installata complessiva di 84 MW): Gebeleisis in Romania e Hrabrovo in Bulgaria. Il parco eolico di Gebeleisis si trova nella regione di Galati (Romania), pienamente operativo da febbraio 2013, ha una capacità installata complessiva di 70 MW (35 WTG Vestas V90-2 MW) e una produzione annua media attesa superiore ai 165 GWh. Il valore dell'acquisizione, in termini di Enterprise Value, è di 109,2 milioni (circa 1,56 milioni per MW). Il parco eolico di Hrabrovo si trova nella regione di Dobrich (Bulgaria), pienamente operativo da marzo 2012, ha una capacità installata complessiva di 14 MW (7 WTG Vestas V90-2 MW) e una produzione annua media attesa superiore ai 34 GWh. Il valore dell'acquisizione, in termini di Enterprise Value, è di 17,6 milioni (circa 1,26 milioni per MW). L'operazione rafforza la partnership strategica tra ERG Renew e Vestas e permette ad ERG di imprimere una significativa accelerazione al raggiungimento dei target di crescita nell'Europa dell'Est previsti dal piano industriale al 2015. Inoltre, a seguito di queste acquisizioni e della realizzazione del parco eo-

lico in Romania la capacità installata all'estero di ERG Renew raggiungerà circa il 20% dell'intero portafoglio.

In data **28 giugno 2013** LUKERG Renew ha perfezionato il closing con Vestas per l'acquisto del parco eolico di Gebeleisis in Romania, mentre per il parco di Hrabrovo il closing, subordinato all'approvazione dell'Autorità Antitrust Bulgara, è previsto entro il secondo semestre di quest'anno. A seguito del closing delle due operazioni, i risultati consolidati adjusted del secondo semestre 2013 beneficeranno del contributo dei due parchi. La produzione di energia elettrica dei due nuovi impianti eviterà emissioni di CO₂ in atmosfera per circa 77 mila tonnellate all'anno.

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

I provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del primo semestre 2013 sono i seguenti:

GENERALE

Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con Decreto Interministeriale (MSE-MATT) è stata approvata la Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Di fatto non costituisce un provvedimento operativo, ma indica le linee di indirizzo in campo energetico e i relativi obiettivi al 2020.

La SEN prevede che sia data priorità alla promozione dell'efficienza energetica, con l'obiettivo di una riduzione dei consumi energetici primari del 24%; le iniziative in tale direzione saranno stimolate da incentivi per 800 milioni l'anno, con un risparmio atteso al 2020 per diminuzione dell'import di combustibili pari a oltre 8 miliardi l'anno.

Un altro obiettivo strategico è la trasformazione dell'Italia nell'Hub sud europeo del mercato gas, con conseguente decremento atteso del prezzo del gas naturale di 7-8 Euro per MWh (allineamento al mercato europeo) e risparmi in bolletta per i clienti finali di oltre 4 miliardi l'anno al 2020.

Circa lo sviluppo delle energie rinnovabili, si prevede un incremento della generazione elettrica attraverso fonti rinnovabili a circa 120-130 TWh annui, contro un obiettivo PAN (Piano di Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile) di 100 TWh.

Sempre sul fronte elettrico, la SEN prevede lo sviluppo di infrastrutture e strumenti di mercato finalizzati all'allineamento dei prezzi dell'elettricità italiana alla media europea, incentrati essenzialmente in una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico, con benefici in bolletta previsti di circa 3 miliardi l'anno al 2020.

Altri importanti obiettivi fissati dalla SEN sono la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti, lo sviluppo della produzione nazionale di idrocarburi ed un generale snellimento del sistema di governance istituzionale del sistema energetico, principalmente attraverso l'ampliamento della competenza esclusiva dello Stato in questa materia.

Pubblicazione e avvio della consultazione pubblica sulla strategia clima/energia Ue al 2030

La Commissione Europea ha avviato una consultazione pubblica con la pubblicazione, il 27 marzo 2013, del Libro Verde. Il paper anticipa le linee guida per la formazione del nuovo quadro energetico/climatico al 2030. La Commissione ha chiarito che il nuovo approccio UE dovrà:

- elaborare modelli che dovranno tenere conto della crisi economica;
- fornire una base per facilitare una conclusione di un nuovo accordo internazionale sui cambiamenti climatici (post Kyoto);

- essere coerente con l'obiettivo di raggiungere:
 - una riduzione dei gas serra del 40% entro il 2030;
 - una quota di rinnovabili pari al 30% del consumo finale di energia;

Con riferimento al sistema ETS, la Commissione:

- ribadisce la centralità esclusiva dell'ETS come strumento per raggiungere il target di riduzione delle emissioni;
- stigmatizza che, allo stato attuale, il sistema non produce un incentivo sufficiente per investimenti in low carbon technologies;
- ritiene che tale fallimento, può, se non risolto, portare al moltiplicarsi di interventi nazionali a detrimento del mercato unico;

Con riferimento all'obiettivo di sviluppo dell'energia rinnovabile:

- la Commissione teme che la prolungata crisi economica, che sta conducendo ad una riduzione sostanziale dei meccanismi di incentivazione, possa compromettere la capacità della UE di raggiungere i propri obiettivi obbligatori al 2020;
- aree di miglioramento sono individuate nel superamento, attraverso nuovi design di mercato, dei limiti tecnici delle energie rinnovabili (intermittenza e storage, cooperazione tra Stati membri e soluzioni cost effective).

Decreto Legge 21 giugno 2013 n. 69, recante "Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia" (Decreto del Fare)

Nel **settore elettrico-energetico** sono state introdotte diverse misure che, in base alle stime del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), comporteranno un risparmio potenziale a beneficio di tutti i consumatori pari a oltre 500 milioni all'anno dalla seconda metà del 2013. Si tratta, in particolare, della revisione delle modalità di determinazione delle tariffe CIP 6, agganciate ora ai prezzi di mercato del gas. Per il 2013 è stabilito il graduale incremento del peso del prezzo del mercato "spot" del gas naturale all'ingrosso nella formula di indicizzazione applicata per la determinazione del valore della componente del costo evitato di combustibile (CEC), che arriverà al 100% dal 2014.

Sul fronte della maggiorazione dell'IRES (c.d. Robin Tax) per i produttori di energia da fonti rinnovabili, il Decreto dispone l'abbassamento delle soglie di applicazione a 3 milioni di euro per i ricavi e 300 migliaia di Euro per il reddito imponibile.

Per il **settore Oil** si intende promuovere la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti per diffondere l'utilizzo del metano, attraverso l'erogazione di contributi – la cui copertura è garantita dal fondo per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti – per la chiusura e contestuale trasformazione degli impianti di distribuzione carburanti tradizionali in impianti di distribuzione esclusiva di metano per autotrazione.

Le **disposizioni in materia ambientale** riguardano la gestione delle acque di falda emunte, delle terre e rocce da scavo e della definizione di materiale da riporto.

Il provvedimento (Decreto Legge) deve essere convertito in legge entro 60 giorni (pena la decadenza); è possibile che nel percorso di conversione sia modificato in alcune parti.

POWER RINNOVABILI

Pubblicazione a metà gennaio della lista di soggetti aggiudicatari della prima asta (Contingente 2013), nella quale risulta presente il progetto di ERG Eolica Basilicata.

Pubblicazione da parte del GSE dei bandi relativi ai registri e alle procedure d'asta per gli incentivi alle Fonti Rinnovabili non fotovoltaici relativi al contingente 2014. I registri e le procedure d'asta si sono aperte il giorno 12 aprile 2013 e chiuse il giorno 10 giugno. In data 10 giugno il GSE ha pubblicato un Comunicato con cui ha aggiornato i contingenti di potenza disponibili per l'anno 2014 per tener conto degli impianti entrati in esercizio nel periodo transitorio. Per l'eolico il valore è passato da 465,9 a 399,9 MW. Il 26 luglio 2013 il GSE ha pubblicato la lista dei soggetti aggiudicatari della suddetta asta, tra i quali non compare il progetto ERG Renew Basilicata 2.

Sentenza annullamento delibera AEEG 281/2012 sugli oneri di sbilanciamento – TAR Lombardia (24/06/2013). Il TAR Lombardia ha annullato le deliberazioni 281/2012 e 493/2012 con le quali l'AEEG aveva introdotto i corrispettivi di sbilanciamento per gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili (FERNP).

In particolare, il TAR ha sancito che le norme relative alla regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento devono essere non discriminatorie: è illegittima infatti l'equiparazione delle fonti rinnovabili intermittenti a quelle programmabili nella determinazione degli oneri di sbilanciamento. Questi ultimi devono poi essere "cost reflective" e costituire stimolo per l'operatore verso una migliore previsione.

Un altro profilo discriminatorio, poiché difficilmente sostenibile per il tipo di fonte, è la partecipazione al mercato su rilevazioni orarie dei produttori da FERNP a parità di condizioni con i produttori da fonti programmabili; le stesse franchigie transitorie previste dalle deliberazioni annullate, non essendo legate al tipo di fonte ed alla sua prevedibilità, non sono idonee ad evitare i citati effetti discriminatori.

Infine, il Tribunale rileva che l'Autorità avrebbe dovuto condurre preliminarmente un'analisi quantitativa sugli oneri di sbilanciamento connessi alle FERNP prima di emettere provvedimenti regolatori in tal senso.

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ha proposto appello al Consiglio di Stato, con istanza di sospensiva, avverso la pronuncia del TAR Lombardia.

Pubblicazione del Decreto di ordinanza in Romania per la riforma del sistema di incentivazioni alle rinnovabili

In data 24 giugno, è stato pubblicato in Gazzetta ufficiale il decreto di urgenza che regola in via transitoria il sistema di incentivazione alle rinnovabili in Romania. Per quanto riguarda l'eolico, inter alia, si sottolinea:

- la trattenuta di un "certificato verde" a partire dal 1° luglio 2013 e fino al 31 dicembre 2016. I "certificati verdi" così trattenuti verranno poi sbloccati a partire dal 1° gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020. Conseguentemente il produttore eolico già operativo potrà commercializzare un "certificato verde" per ogni MWh prodotto (anziché 2) fino alla fine del 2016. A partire dal 2018, oltre all'incentivo previsto per la produzione dell'anno in corso, verranno progressivamente resi disponibili anche i "certificati verdi" trattenuti in precedenza. Sono incerte allo stato attuale le modalità di applicazione;
- la massima capacità incentivabile per le fonti rinnovabili è vincolata al rispettivo target intermedio previsto dal 2014 al 2020 dal Piano Nazionale di azione per lo sviluppo delle rinnovabili comunicato alla Commissione europea dal governo rumeno nel 2010

L'avvio del dibattito parlamentare finalizzato all'approvazione, previ eventuali emendamenti, del provvedimento è atteso per la prima decade di settembre.

POWER TERMOELETRICO

Delibera AEEG 31/2013 con la quale l’Autorità ha avviato un procedimento (non ancora concluso) per la determinazione del valore di conguaglio, per l’anno 2008, del costo evitato di combustibile (CEC), per l’energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento CIP 6/92.

Decreto Ministeriale 29 marzo 2013 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18 maggio 2013, recante la “Proroga dei termini, di cui al Decreto 23 giugno 2011, ai fini della risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 per gli impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia” con il quale si dispone la proroga al 30/9/2013 del termine per la presentazione delle istanze per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6.

Decreto Ministeriale 24 aprile 2013 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18 maggio 2013, con il quale è stato determinato per l’anno 2012 il valore di conguaglio della componente del costo evitato di combustibile (CEC), da cui dipende la tariffa CIP 6.

A seguito della pubblicazione del D.M., la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) ha, quindi, provveduto a pubblicare i valori del CEC conguaglio 2012 e del CEC acconto 2013.

Delibera AEEG 196/2013, con la quale l’Autorità implementa la seconda fase della riforma delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela del gas naturale a partire dal 1° ottobre 2013, comprensive della revisione della componente QVD¹ relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio.

Delibera AEEG 216/2013, con la quale l’Autorità riconosce gli oneri derivanti, ai produttori CIP 6, dall’obbligo di acquisto “certificati verdi” per l’anno 2011 (riferito alle produzioni da fonti non rinnovabili dell’anno 2010). Il riconoscimento viene effettuato ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP n. 6/92, sulla base dei criteri definiti dalla deliberazione n. 113/06.

Delibera AEEG 217/2013, con la quale l’Autorità ha determinato gli oneri derivanti, dall’obbligo di acquisto “certificati verdi” per l’anno 2010, riferito alle produzioni dell’anno 2009 da riconoscere a ISAB Energy S.r.l., in qualità di produttore CIP 6.

Delibera AEEG 262/2013, con la quale l’Autorità ha definito i criteri per la determinazione del corrispettivo relativo alla remunerazione della capacità per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2012 e il 31 dicembre 2013, che Terna deve riconoscere entro il 30 giugno 2013 (per l’anno 2012) ed entro il 30 novembre 2013 (per l’anno 2013).

Nella sessione Plenaria di Strasburgo del 3 luglio, il Parlamento europeo ha approvato in via definitiva il testo di emendamento alla Direttiva 2009/29 che consente alla commissione di procedere all’emendamento del calendario delle aste 2013-2020 al fine di dare pratica applicazione ad un Backloading di 900 milioni di quote. Le condizioni richieste dal Parlamento e definite vincolanti per l’avvio del Backloading sono la pubblicazione da parte della commissione di un impact assessment del provvedimento e l’assenza di aumento del rischio di delocalizzazione per i settori maggiormente esposti al rischio di Carbon Leakage. Per essere definitivamente operativo, il testo approvato dal parlamento deve essere ratificato dal Consiglio, i cui lavori in materia sono già iniziati. Si attende l’esito finale nel mese di ottobre.

¹ Componente, espressa in euro/punto di riconsegna/anni e centesimi di euro/Smc, relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio di gas naturale.

REFINING & MARKETING

Decreto Legislativo 249/2012 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 22 del 26 gennaio 2013, recante il recepimento della direttiva Ue 2009/119/CE sull'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio e/o prodotti petroliferi.

Il Decreto assegna al GME (Gestore dei Mercati Energetici) il costituendo mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi, la cosiddetta "Borsa Oil" voluta dall'art. 17 della "Legge Liberalizzazioni", e all'Acquirente Unico le funzioni del nuovo "Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano" (OCSIT), che secondo il legislatore consentirà di ottimizzare il sistema nazionale delle scorte e minori costi con maggiore sicurezza degli approvvigionamenti, di aprire alla concorrenza in un'ottica di efficienza e trasparenza, di gestire le scorte con un soggetto indipendente ed anche di aumentare la disponibilità delle informazioni attraverso una piattaforma digitale nazionale, simile a quella realizzata per i settori dell'energia elettrica e del gas.

Decreto Ministeriale 6 giugno 2013 recante il livello di scorte obbligatorie per il 2013.

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 146 del 24 giugno il Decreto MSE che indica le scorte obbligatorie di prodotti petroliferi per l'anno 2013, con validità a partire dal 1° luglio 2013. I quantitativi sono stati calcolati in base alla normativa introdotta dal suddetto Decreto Legislativo n. 249/2012 ed ammontano a 12.037.510 tep. La quota individuale è comunicata ad ogni soggetto obbligato esclusivamente attraverso il sito internet del MSE in un'apposita sezione. È stato inoltre concesso l'innalzamento dal 50% al 70% della percentuale di scorte di sicurezza detenibili all'estero nel 2013.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 17 gennaio 2013 sull'obbligo di comunicazione dei prezzi praticati alla pompa.

È stato pubblicato sul sito del MSE il 20 marzo 2013 e prevede, per tutti i gestori, l'obbligo di comunicare al MSE i prezzi carburanti praticati alla pompa secondo una serie di scadenze (prima fase – impianti stradali che erogano GPL o metano: da venerdì 19 aprile; seconda fase – impianti stradali self service che erogano benzina e gasolio: da martedì 18 giugno; terza fase – restanti impianti stradali: da giovedì 18 luglio; quarta fase: tutti gli altri impianti (e.g. urbani): da lunedì 16 settembre).

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 17 gennaio 2013 sulla modalità di pubblicizzazione dei prezzi nelle stazioni di servizio.

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 25 marzo 2013 e introduce una norma per la razionalizzazione della modalità di indicazione dei prezzi alla pompa praticati negli impianti (cartellonistica). Anche in questo caso è prevista la prioritizzazione delle attività (prima fase – esposizione dei prezzi senza indicazioni sotto forma di sconti: da martedì 9 aprile; seconda fase – adeguamento dell'evidenza dei caratteri: da venerdì 24 maggio; terza fase – adeguamento dell'ordine di esposizione: da domenica 23 giugno).

Decreti interministeriali (Ministero dello Sviluppo Economico – Ministero dell'Ambiente) sulla premialità dei biofuels prodotti nella Comunità Europea e sulle specifiche convenzionali dei biocarburanti.

Sulla Gazzetta Ufficiale il 5 marzo 2013 sono stati pubblicati i due provvedimenti, rispettivamente sulle modalità di riconoscimento della maggiorazione del contributo energetico ai biocarburanti prodotti in ambito comunitario e sulle specifiche qualitative degli stessi biofuels, secondo quanto previsto dall'art. 34 della Legge Crescita.

IMPATTI SUL GRUPPO

In riferimento a quanto sopra non si segnalano ulteriori impatti per il primo semestre 2013 sui business del Gruppo rispetto a quanto già indicato a commento dei singoli avvenimenti.

SETTORI DI ATTIVITÀ

RINNOVABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore delle Rinnovabili attraverso la controllata ERG Renew, i cui risultati dipendono principalmente dal business eolico.

I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori che sono 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, dal valore dei "certificati verdi", ed in generale dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese. I risultati del primo semestre includono il contributo dei parchi eolici ERG Wind a seguito della già commentata operazione di acquisizione.

MERCATO DI RIFERIMENTO ⁽¹⁾

ANNO		1° SEMESTRE	
		2013	2012
80.002	MERCATO RINNOVABILE ITALIA ⁽²⁾ (GWH)		
	PRODUZIONI DA FONTI RINNOVABILI ⁽³⁾	49.383	38.380
	DI CUI:		
43.322	IDROELETTRICA	27.317	19.811
5.238	GEOTERMICA	2.599	2.616
13.119	EOLICA	8.796	6.692
18.323	FOTOVOLTAICO	10.671	9.261
	MERCATO RINNOVABILE FRANCIA (GWH)		
77.734	PRODUZIONI DA FONTI RINNOVABILI ⁽⁴⁾	49.625	39.321
14.352	DI CUI EOLICO	8.239	7.421
	PREZZI DI CESSIONE (EURO/MWH)		
75,5	PUN (ITALIA) ⁽⁵⁾	60,6	77,4
80,3	CERTIFICATI VERDI	90,7	76,5
73,2	PREZZO EE ZONA CENTRO-SUD	57,0	75,7
70,3	PREZZO EE ZONA SUD	53,8	71,7
95,3	PREZZO EE SICILIA	86,9	92,5
N.A.	PREZZO EE SARDEGNA	60,0	N.A.
150,6	VALORE UNITARIO MEDIO DI CESSIONE ENERGIA ERG RENEW IN ITALIA	148,2	148,8
N.A.	FEED IN TARIFF (GERMANIA) ⁽⁶⁾	95,0	N.A.
89,4	FEED IN TARIFF (FRANCIA) ⁽⁶⁾	90,2	89,0
94,4	FEED IN TARIFF (BULGARIA) ⁽⁶⁾	96,3	N.A.

(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) fonti considerate: idroelettrica ed eolica

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

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

SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

In Italia nel corso del primo semestre del 2013 le fonti rinnovabili hanno generato il 36% della produzione elettrica nazionale (netta), in forte crescita rispetto al 27% registrato nel primo semestre del 2012; tale produzione da fonti rinnovabili è riconducibile per il 20% all'idroelettrico, per il 6% all'eolico, per l'8% al fotovoltaico e per il restante 2% alla fonte geotermoelettrica. Rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, si è registrata una forte crescita della fonte idroelettrica (+38%), di quella eolica (+31%), e del fotovoltaico (+15%). Sostanzialmente stabili le produzioni da fonte geotermica.

SCENARIO TARIFFARIO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012¹ la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la successiva conversione, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium erogata mensilmente e calcolata sulla base di analoga formula. Per quanto riguarda le tempistiche di ritiro da parte del GSE dei "certificati verdi", per le produzioni del primo trimestre 2013 è previsto il ritiro entro il 31 dicembre 2013 ed il relativo incasso nel gennaio 2014, mentre per le produzioni del secondo trimestre entro il 31 marzo 2014 e relativo incasso entro il 30 aprile 2014. Il prezzo di ritiro dei "certificati verdi" è pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente².

Gli impianti di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso³. La prima asta ha previsto, per l'eolico on-shore, l'assegnazione di 442 MW (contingente pari a 500 MW) e la seconda asta si è conclusa il 10 giugno 2013.

A partire dal 2013, inoltre, per tutti i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del fotovoltaico e degli impianti ammessi al provvedimento CIP 6/92), è previsto un contributo di 0,5 Euro per ogni MWh di energia incentivata, da corrispondere al GSE.

Il quadro relativo alla revisione della disciplina sul servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili non è ancora stabile, in quanto la delibera 281/2012/R/EFR, che definiva le nuove regole, applicabili per il 2013, è stata annullata dalla sentenza del TAR Lombardia. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha sessanta giorni di tempo dalla data di pubblicazione della sentenza per decidere se ricorrere al Consiglio di Stato.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff. Per gli impianti connessi alla rete prima del 2012 la tariffa è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante). L'ultima versione della legge ha inoltre introdotto, per tutti gli impianti (sia esistenti, sia di nuova realizzazione), la possibilità di scegliere un sistema di incentivazione alternativo, del tipo feed-in premium. Scegliendo questa opzione, l'energia elettrica verrebbe venduta direttamente sul mercato e l'operatore riceverebbe, su base mensile, un premio pari alla differenza fra il valore base della feed-in tariff ed il prezzo medio mensile di mercato dell'energia elettrica, al quale verrebbe aggiunto un "management premium" (pari a 12 Euro/MWh per il 2012), decrescente nel corso degli anni, che rappresenta una proxy degli oneri legati alla gestione della vendita dell'energia elettrica sul mercato.

¹ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

² 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, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

³ Base di prezzo, per il 2013, di 127 Euro/MWh.

La versione del 2009 della stessa legge ha introdotto un System Service Bonus (SDL), 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.

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 ed all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali⁴. 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.

Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. In particolare, per i parchi esistenti alla data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. L'esito del ricorso da parte degli operatori e associazioni di settore contro la relativa delibera, che definiva tale onere temporaneamente pari al 10% della feed-in tariff per i produttori da fonte eolica, è stato positivo. Prevedibile nei prossimi mesi la definizione del valore definitivo che dovrà comunque essere basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i certificati verdi per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di certificati verdi) è sul consumo finale lordo di energia elettrica. La legge definisce la quota di fonti rinnovabili annua massima incentivabile (crescente dal 12% del 2012 al 20% del 2020) e la quota di certificati verdi viene definita su base annua di conseguenza. Per l'eolico 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) ed un floor (27 Euro/MWh in moneta 2010) – definiti in Euro – ed indicizzati su base annua all'inflazione. Il Decreto di urgenza, pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 24 giugno, ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed in particolare, per l'eolico, è prevista la trattenuta di un "certificato verde" nel periodo 1/7/2013-31/12/2016. I "certificati verdi" trattenuti verranno via via "sbloccati" a partire dall'1/1/2018 e comunque non oltre il 31/12/2020, con modalità ancora da definire. Nel corso dei prossimi mesi è attesa l'approvazione parlamentare del provvedimento, previ eventuali emendamenti.

⁴ Gli indici considerati sono l'ICHTTS ("indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques") ed il PPEI ("indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français)").

SINTESI DEI RISULTATI ADJUSTED DEL PERIODO

ANNO 2012	RISULTATI ECONOMICI	1° SEMESTRE	
		2013	2012
177	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	199	91
137	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	150	73
(66)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ⁽¹⁾	(63)	(31)
71	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	87	42
39	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	20	23
PRINCIPALI DATI FINANZIARI ⁽²⁾			
1.013	CAPITALE INVESTITO NETTO	1.804	1.051
550	PATRIMONIO NETTO	592	548
463	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE	1.212	503
520	DI CUI PROJECT FINANCING NON RECOURSE ⁽³⁾	1.189	546
77%	EBITDA MARGIN% ⁽⁴⁾	75%	80%

(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
(3) al lordo delle disponibilità liquide
(4) rapporto del margine operativo lordo a valori correnti adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

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

ANNO 2012	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	1° SEMESTRE	
		2013	2012
128	ITALIA	139	69
N.A.	GERMANIA	5	N.A.
8	FRANCIA	4	4
1	BULGARIA (50%)	2	N.A.
137	TOTALE	150	73

I ricavi consolidati del primo semestre 2013 risultano significativamente superiori rispetto a quelli del primo semestre 2012 alla luce del fortissimo incremento delle produzioni derivante principalmente dall'accresciuta potenza installata, più che raddoppiata in seguito all'acquisizione di ERG Wind.

Per ERG Renew il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica in Italia è risultato essere pari mediamente a 57,5 Euro/MWh, significativamente inferiore al valore di 72,3 Euro/MWh registrato nel primo semestre del 2012 in linea con la generale diminuzione dei prezzi dell'energia, ed inferiore al prezzo unico nazionale (60,6 Euro/MWh) in considerazione anche della specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati in sud Italia. In compenso il valore stimato a cui vengono valorizzati i "certificati verdi", pari a 90,7 Euro/MWh è in sensibile aumento rispetto ai 76,5 Euro/MWh stimati nel primo semestre del 2012, alla luce del sistema di incentivazione che sterilizza, in parte, le variazioni di prezzo dell'energia elettrica. Si segnala che tale stima è basata prudenzialmente sulla previsione di prezzi dell'energia elettrica per l'esercizio 2013 che sono visti in crescita rispetto ai valori del primo semestre. Complessivamente quindi, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei "certificati verdi", è stato pari a 148,2 Euro/MWh, in leggero calo rispetto al valore di 148,8 Euro/MWh del primo semestre del 2012.

Il margine operativo lordo del periodo è risultato in forte crescita, pari a 150 milioni, più che

raddoppiato rispetto al valore di 73 milioni registrato nel primo semestre del 2012, prevalentemente per l'incremento delle produzioni che hanno ampiamente compensato il leggero decremento dei ricavi unitari. A tale risultato ha contribuito in misura molto importante la recente acquisizione di ERG Wind, con un margine operativo lordo di circa 78 milioni, di cui circa 5 milioni per i parchi tedeschi.

Per quel che riguarda la marginalità, l'EBITDA margin è risultato pari al 75%, inferiore a quello registrato nell'analogo periodo del 2012.

Si segnala che tale dato, da un lato è positivamente influenzato dalle elevate produzioni del periodo, generalmente più alte nella prima parte dell'anno alla luce della stagionalità delle condizioni anemologiche, e dall'altro dipende dalla ripartizione geografica delle produzioni, che presentano ricavi medi e quindi marginalità molto diverse da Paese a Paese.

Il dato del primo semestre, rispetto all'esercizio precedente, ha risentito sia della variazione di perimetro, con particolare riferimento ai minori ricavi unitari degli asset in Bulgaria e Germania non presenti nel primo semestre 2012, sia dell'inclusione a partire dal 2013 dei cosiddetti "oneri di sbilanciamento" che, in attesa di definizione del quadro regolatorio, sono stati stimati in via prudenziale nel primo semestre pari a 2,2 Euro/MWh, per un onere complessivo di circa 3 milioni.

Tale indicatore di marginalità beneficia invece sia del livello molto elevato delle produzioni, sia dell'effetto positivo derivante dalle efficaci azioni di contenimento dei costi grazie anche alle accresciute dimensioni aziendali.

ANNO 2012	POTENZA INSTALLATA (MW)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
512	ITALIA	1.062	487
	DI CUI		
144	CAMPANIA	239	144
120	CALABRIA	120	98
158	PUGLIA	249	158
42	MOLISE	79	40
N.A.	BASILICATA	55	N.A.
38	SICILIA	198	38
N.A.	SARDEGNA	111	N.A.
11	ALTRE	11	11
N.A.	GERMANIA	86	N.A.
64	FRANCIA	64	64
20	BULGARIA (50%)	20	N.A.
596	POTENZA INSTALLATA COMPLESSIVA A FINE PERIODO ⁽¹⁾	1.232	552

(1) potenza impianti in esercizio a fine periodo. La potenza installata al 30 giugno non include Gebeleisis

La potenza in esercizio è passata dai 596 MW di fine 2012 ai 1.232 MW al 30 giugno 2013 in seguito all'acquisizione di ERG Wind, con una potenza installata di 636 MW, di cui 550 MW in Italia e 86 MW in Germania.

L'acquisizione, oltre a consolidare la presenza nelle regioni del sud Italia, ha consentito di accrescere notevolmente la capacità in Sicilia e di avere un forte presenza anche in Sardegna, rendendo così il portafoglio in Italia più bilanciato tra le diverse zone con elevato potenziale da fonte eolica.

Rispetto al primo semestre del 2012, inoltre, la potenza è cresciuta anche per l'entrata in esercizio del parco eolico di Amaroni e per l'acquisizione, attraverso la joint venture LUKERG Renew, del parco eolico di Tcherga in Bulgaria, che ha apportato il proprio contributo sul consolidato adjusted ERG a partire dal 1° luglio 2012.

ANNO 2012	PRODUZIONI (GWH)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
1.072	ITALIA	1.231	568
	DI CUI		
304	CAMPANIA	255	158
213	CALABRIA	158	107
369	PUGLIA	284	206
103	MOLISE	97	56
N.A.	BASILICATA	62	N.A.
69	SICILIA	231	34
N.A.	SARDEGNA	138	N.A.
15	ALTRE	7	8
N.A.	GERMANIA	76	N.A.
128	FRANCIA	65	61
22	BULGARIA (50%)	27	N.A.
1.222	PRODUZIONI COMPLESSIVE PARCHI	1.400	630

Nel corso del primo semestre del 2013, la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 1.400 GWh, in forte crescita rispetto ai 630 GWh del 2012; in particolare, la produzione eolica in Italia è stata pari a 1.231 GWh rispetto ai 568 GWh del primo semestre 2012. Tale incremento è legato prevalentemente al contributo derivante da ERG Wind, con una produzione complessiva nel periodo di 700 GWh, di cui 624 GWh in Italia e 76 GWh in Germania.

Si segnala che tali valori di produzione sono risultati particolarmente soddisfacenti in Italia, grazie sia a buone condizioni anemologiche che alla elevata disponibilità degli impianti.

Per quel che riguarda la Germania, invece, le condizioni anemologiche del periodo sono risultate inferiori alla media storica.

La produzione dei parchi eolici in Francia è risultata pari a 65 GWh, leggermente superiore ai 61 GWh dello stesso periodo del 2012.

Per quel che riguarda la Bulgaria, infine, le produzioni di competenza di ERG Renew, pari al 50% delle produzioni del parco eolico di Tcherga, sono state pari a 27 GWh.

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.

ANNO 2012	LOAD FACTOR (%)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
25%	ITALIA	27%	27%
	DI CUI		
24%	CAMPANIA	25%	25%
24%	CALABRIA	30%	25%
27%	PUGLIA	26%	30%
29%	MOLISE	28%	32%
N.A.	BASILICATA	26%	N.A.
21%	SICILIA	27%	21%
N.A.	SARDEGNA	29%	N.A.
16%	ALTRE	15%	17%
N.A.	GERMANIA	20%	N.A.
23%	FRANCIA	23%	22%
25%	BULGARIA (50%)	31%	N.A.
25%	LOAD FACTOR ⁽¹⁾	26%	26%

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

Il load factor del primo semestre, pari al 26%, è risultato soddisfacente e complessivamente in linea con l'analogo periodo del 2012, con valori superiori all'anno precedente in Calabria e Sicilia, e inferiori in Puglia e Molise.

POWER & GAS

MERCATO DI RIFERIMENTO

ANNO 2012	MERCATO ELETTRICO ITALIA ⁽¹⁾ (GWH)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
325.259	DOMANDA	155.727	162.074
2.627	CONSUMO POMPAGGI	1.329	1.353
43.088	IMPORT/EXPORT	21.388	21.962
284.798	PRODUZIONE INTERNA ⁽²⁾	135.668	141.465
	DI CUI		
204.796	TERMOELETTRICA	86.285	103.085
80.002	RINNOVABILE	49.383	38.380
	PREZZI DI CESSIONE (EURO/MWH)		
75,48	PUN ⁽³⁾	60,58	77,36

(1) Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica
(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari
(3) Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

La richiesta di energia elettrica¹ del sistema elettrico nazionale nel primo semestre 2013 è stata pari a 155,7 TWh, in calo (-3,9%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2012. Tale decremento si inquadra nell'ambito più generale della recessione economica in atto nel Paese. Per quanto riguarda la Sicilia, mercato di riferimento per il Gruppo ERG, la contrazione della domanda rispetto al primo semestre 2012 è stata pari al 4,4%, passando da 10,4 TWh a 9,9 TWh.

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 135,7 TWh, in calo del 4,1% rispetto all'anno precedente, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 21,4 TWh, in calo del 2,6% rispetto al primo semestre 2012. La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 64% da centrali termoelettriche e per il restante 36% da fonti rinnovabili; questi dati, se confrontati con il primo semestre 2012, mostrano una contrazione molto forte delle produzioni da fonte termoelettrica (-16,3%) riconducibile, oltre che alla diminuzione della domanda di energia, anche al maggior contributo nel periodo delle fonti rinnovabili (+29%), in particolare idroelettrico (+38%) per l'elevata piovosità del primo semestre 2013, ma anche eolico (+31%) e fotovoltaico (+15%).

Il valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel primo semestre 2013 si è attestato a 60,6 Euro/MWh, in diminuzione del 22% rispetto al valore rilevato durante l'anno precedente (77,4 Euro/MWh). Detta flessione riflette per lo più il forte calo del costo del gas naturale; va inoltre ricordato che il dato del primo semestre del 2012 era stato condizionato dall'emergenza climatica verificatasi nel mese di febbraio, che aveva comportato un incremento dei prezzi dell'elettricità in tutti i mercati europei.

¹ Inclusive le perdite rete e al netto dell'energia elettrica destinata ai pompaggi.

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DEL PERIODO

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
1.435	RICAVI DA TERZI	693	689
216	RICAVI INFRASETTORI	102	118
1.651	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	795	807
328	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	175	159
(76)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ⁽¹⁾	(38)	(37)
253	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	137	122
35	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	10	11

(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

La ripartizione del margine operativo lordo a valori correnti tra le diverse attività del business Power & Gas è la seguente:

ANNO 2012	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	1° SEMESTRE	
		2013	2012
241	ISAB ENERGY / ISAB ENERGY SERVICES	122	113
87	IMPIANTI ERG BUSINESS UNIT POWER & GAS / ERG POWER	53	46
328	TOTALE	175	159

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA ⁽¹⁾

ANNO 2012	VENDITE (GWH)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
7.852	TOTALE VENDITE	4.118	3.853
4.077	ISAB ENERGY	2.109	1.978
3.775	ERG BUSINESS UNIT POWER & GAS	2.009	1.875
215	DI CUI A ISAB S.R.L.	76	107
PRODUZIONI (GWH)			
6.997	TOTALE PRODUZIONI	3.423	3.397
4.077	DI CUI ISAB ENERGY S.R.L.	2.109	1.978
2.920	DI CUI ERG POWER S.R.L.	1.314	1.419
PREZZI DI CESSIONE (EURO/MWH)			
122,7	CIP 6	114,8	118,3
95,3	PREZZO EE SICILIA	86,9	92,5

(1) per la business unit Power & Gas le vendite di energia elettrica differiscono dalle produzioni in quanto includono anche volumi movimentati su MSD e rivendite sui mercati wholesale e sui mercati a termine

ISAB Energy

I risultati di ISAB Energy sono parzialmente soggetti alle variazioni di scenario in conseguenza della coerente indicizzazione contenuta nel contratto di vendita dell'energia elettrica e di acquisto delle materie prime.

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta da ISAB Energy è regolamentato dal Provvedimento n.6 del Comitato Interministeriale dei Prezzi del 29 aprile 1992 (così detto CIP 6/92). ISAB Energy ha un contratto con il GSE attivo dall'anno 2000 per una durata di venti anni, in base al quale il prezzo di vendita include la valorizzazione del Costo Evitato del Combustibile (CEC) che, a sua volta, riflette l'andamento del prezzo del gas naturale. Il feedstock, che costituisce la principale materia prima utilizzata per la produzione di energia elettrica, è acquistato da ISAB S.r.l. con contratto pluriennale di natura "take or pay" ed è legato alla valorizzazione del costo evitato di combustibile.

Nel corso del primo semestre 2013 la produzione di energia elettrica è stata di 2.109 GWh, in significativa crescita (+7%) rispetto ai 1.978 GWh dell'analogo periodo del 2012 grazie alla buona performance dell'impianto nel periodo, con un fattore di utilizzo del 92%, superiore a quello registrato nel primo semestre del 2012 (86%).

Nel periodo il margine operativo lordo a valori correnti è risultato pari a 122 milioni, in significativo miglioramento rispetto all'esercizio precedente (113 milioni), prevalentemente in conseguenza della maggiore produzione, che ha più che compensato la diminuzione del prezzo unitario di vendita dell'energia elettrica.

Per il primo semestre 2013 il valore della stima del CEC a conguaglio 2013 è pari a 83,0 Euro/MWh, in contrazione rispetto al valore stimato nel primo semestre 2012 di 87,5 Euro/MWh. Per la definizione di tale valore è stato considerato, ai fini della presente relazione, il riferimento normativo ufficiale rappresentato dal D.M. 20 novembre 2012 che disciplina l'applicabilità dell'art. 30 comma 15 della Legge n. 99 del 2009 ("Legge Sviluppo") alle Iniziative Prescelte, relativamente alle modalità di determinazione del valore del CEC "tenendo conto altresì dell'evoluzione dell'efficienza di conversione". Conseguentemente è stato adottato il valore di consumo specifico indicato nel D.M. 20 novembre 2012, applicando le deroghe ivi definite: per l'impianto di ISAB Energy il valore di consumo specifico risulta in tale caso pari a 0,215 mc/kWh, corrispondente ad un'efficienza di riferimento del 48,5%.

A tale riguardo si evidenzia che in data 9 maggio 2013 il GSE ha inviato ad ISAB Energy la comunicazione di accoglimento dell'istanza di riconoscimento del possesso dei requisiti ai fini dell'applicazione delle deroghe di cui al Decreto 20 novembre 2012.

Per il calcolo della componente gas del CEC sono state utilizzate le indicazioni metodologiche del Decreto Legge n. 69/2013 del 21 giugno 2013 (c.d. Decreto del Fare), che dispongono per il 2013 una crescente indicizzazione al prezzo all'ingrosso del gas naturale sui mercati di breve periodo a fronte di una progressiva riduzione del riferimento, ad oggi previsto dalla Legge Sviluppo, al paniere di prodotti petroliferi prevedendone una quota dell'80% nel primo trimestre, del 70% nel secondo trimestre e del 60% nei restanti trimestri. I criteri adottati per il calcolo potrebbero essere modificati in esito all'implementazione delle disposizioni contenute nel Decreto del Fare nelle norme secondarie sulla materia, che dovranno tenere in considerazione le future proposte dell'AEEG al MiSE.

Si evidenzia inoltre che, nell'ambito del processo di ridefinizione del CEC a conguaglio dell'anno 2008, causato dal contenzioso relativo alle delibere n. 154/08 e n. ARG/elt 50/09, AEEG ha avviato, con la delibera 31/2013/R/EEL, un procedimento i cui esiti dovrebbero essere resi noti nel corso del terzo trimestre 2013.

Si segnala infine che la posizione finanziaria netta al 30 giugno 2013 della società ISAB Energy, consolidata integralmente, risulta positiva per circa 48 milioni, rispetto all'indebitamento negativo pari a 54 milioni del 31 dicembre 2012. Il significativo miglioramento è dovuto alla generazione di cassa nel periodo, all'incasso del conguaglio CEC e alla dinamica puntuale del circolante.

ERG business unit Power & Gas ed ERG Power

Nel corso del primo semestre del 2013 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 1.314 GWh, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente (1.419 GWh). Tale riduzione è principalmente dovuta ai programmi di produzione ottimizzati con i prezzi di mercato nonché alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

Tale riduzione è legata ad una maggiore modulazione dell'impianto, il cui livello di utilizzo viene ridotto nelle ore in cui i prezzi di mercato non consentono di coprire i costi di produzione; inoltre la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento ha comportato, nel primo semestre 2013, maggiori richieste di limitazioni della produzione per bilanciare la domanda.

Circa il 6% della produzione di energia elettrica di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno della Raffineria Nord di ISAB S.r.l.

La fornitura netta¹ di vapore da parte degli impianti di ERG Power al sito industriale di Priolo nel corso del primo semestre 2013 è stata pari a circa 798 migliaia di tonnellate (833 migliaia di tonnellate nello stesso periodo 2012), di cui circa 504 migliaia di tonnellate destinate alla Raffineria Nord di ISAB S.r.l.

Il margine operativo lordo del primo semestre del 2013 è pari a 53 milioni, superiore a quello registrato nello stesso periodo 2012 (46 milioni).

Il raggiungimento di risultati molto soddisfacenti, pur in presenza di uno scenario di mercato in Italia sfavorevole, in particolare per gli impianti termoelettrici alimentati a gas, riflette uno scenario di prezzi favorevole in Sicilia oltreché l'efficacia della gestione dell'energia con un importante ricorso al mercato dei servizi e l'adozione di strumenti di mitigazione dei rischi. Questi ultimi contemplano, tra l'altro, la vendita mediante accordi pluriennali di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato ed il ricorso a strumenti di copertura del rischio prezzo.

¹ 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.

REFINING & MARKETING

I risultati dei settori Raffinazione costiera e Downstream integrato sono compresi nel settore Refining & Marketing.

La ripartizione del margine operativo lordo a valori correnti adjusted e degli investimenti tra le diverse attività del business Refining & Marketing è la seguente:

ANNO 2012	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
53	DOWNSTREAM INTEGRATO	12	23
(32)	RAFFINAZIONE COSTIERA	(27)	(36)
21	TOTALE	(16)	(14)
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI ADJUSTED (MILIONI DI EURO)			
37	DOWNSTREAM INTEGRATO	17	15
14	RAFFINAZIONE COSTIERA	-	10
51	TOTALE	17	25

DOWNSTREAM INTEGRATO MERCATO DI RIFERIMENTO ⁽¹⁾

ANNO 2012	MERCATO RETE ITALIA (MIGLIAIA DI TONNELLATE)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
8.342	BENZINA	3.826	4.139
15.269	GASOLI	7.137	7.566
MERCATO EXTRA RETE ITALIA			
10.892	GASOLI	5.318	5.373
1.455	GASOLIO DA RISCALDAMENTO	691	719
MERCATO SPECIALTIES			
1.752	GPL COMBUSTIONE	919	961
1.595	BITUMI	601	727
394	LUBRIFICANTI	196	207

(1) dati stimati

MERCATO RETE ITALIA

Nel primo semestre del 2013 si registra un ulteriore calo della domanda nel canale Rete, un decremento dei consumi del 6,3% rispetto al 2012; in calo sia la domanda di benzine (-7,6%) che quella di gasoli, anche se in misura lievemente più contenuta (-5,7%). La forte contrazione della domanda è fondamentalmente riconducibile alla grave crisi economica in atto che sta condizionando e modificando pesantemente i livelli e le abitudini di consumo degli automobilisti; il dato è particolarmente negativo se si tiene presente che già il primo semestre del 2012 aveva mostrato una diminuzione della domanda del 9,3% rispetto al 2011

MERCATO EXTRA RETE ITALIA

Nel semestre si evidenzia un calo della domanda Extra Rete di gasoli (auto, marina e agricolo) pari all'1,0% rispetto all'anno precedente; tendenzialmente stabile la domanda di gasolio autotrazione (+0,2%), in calo la domanda di gasolio agricolo (-4,9%) e di gasolio marina (-15,3%). Per quanto riguarda il gasolio da riscaldamento, la contrazione della domanda è stata pari al 3,9%.

MERCATO SPECIALTIES

Nell semestre le vendite GPL mostrano un incremento del 2,5% rispetto allo stesso periodo del 2012; la riduzione dei consumi nel canale combustione (-4,4% rispetto al 2012) viene compensata dalla crescita del canale autotrazione (+12,7%).

Ancora evidenti gli effetti della crisi economica, ed il conseguente crollo degli investimenti pubblici, sull'andamento della domanda di bitumi che registra l'ennesimo crollo rispetto ai valori già depressi del 2012 (-17,3%). Infine prosegue il forte calo delle vendite di lubrificanti (-5,3%), condizionate sia dalla forte contrazione nel canale auto (-9,8%) che di quello industriale (-1,7%).

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DEL DOWNSTREAM INTEGRATO A VALORI CORRENTI ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del settore Downstream integrato i risultati del business sono esposti a valori correnti adjusted che tengono conto della quota di spettanza ERG (51%) dei risultati consolidati della joint venture TotalErg.

Si segnala che i valori sottostanti, oltre alla quota di TotalErg, includono anche le attività in Sicilia facenti capo ad ERG Oil Sicilia.

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
4.325	RICAVI DA TERZI	1.570	2.281
96	RICAVI INFRASETTORI	89	21
4.422	RICAVI GESTIONE CARATTERISTICA	1.658	2.302
53	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ^{(1) (2)}	12	23
(59)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ⁽²⁾	(29)	(31)
(6)	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ^{(1) (2)}	(18)	(8)
37	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	17	15

(1) gli utili (perdite) su magazzino sono -5 nel primo semestre 2013, -8 nel primo semestre 2012 e +2 nel 2012
(2) non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" al quale si rimanda per maggiori dettagli

Il margine operativo lordo a valori correnti del primo semestre del 2013 è stato pari a 12 milioni, in diminuzione rispetto ai 23 milioni registrati nello scorso esercizio.

Il risultato risente della debolezza del settore Rete, che, anche se in un contesto di mercato che ha visto margini leggermente superiori a quelli dello scorso anno, continua ad essere penalizzato da consumi petroliferi in ulteriore contrazione.

Per quel che riguarda i settori Extra Rete e Specialties i risultati continuano a risentire della debolezza del contesto economico, e rispetto allo scorso esercizio sono penalizzati dalla contrazione dell'attività Extra Rete in Sicilia.

Nonostante la minore esposizione al business derivante dalla chiusura della Raffineria di Roma, la raffinazione ha riportato risultati significativamente inferiori rispetto al primo semestre del 2012, sia a causa di alcuni problemi tecnici in Sarpom, sia a causa di uno scenario molto debole; la logistica infine è stata penalizzata dal calo complessivo dell'attività legata alla diminuzione delle vendite su tutti i canali.

DOWNSTREAM IN SICILIA

Le attività del Downstream in Sicilia sono svolte tramite ERG Oil Sicilia (EOS), società divenuta operativa il 1° aprile 2010 nell'ambito dell'esecuzione degli accordi per la costituzione di TotalErg, e nella quale sono confluiti tutti gli asset di ERG Petroli presenti nella Regione.

ERG Oil Sicilia opera sia nel mercato Rete che Extra Rete. La rete di ERG Oil Sicilia al 30 giugno 2013 è composta da 306 punti vendita con una quota di mercato pari a circa lo 0,9% su base nazionale.

I risultati, oltre a riflettere il forte calo dei consumi, hanno risentito della contrazione delle attività nel canale Extra Rete conseguente alla riduzione di quota di pertinenza nella Raffineria ISAB.

Le vendite complessive nei due canali sono state pari a 120 migliaia di tonnellate nel primo semestre del 2013 (155 migliaia di tonnellate nello stesso periodo del 2012).

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DI TOTALERG

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

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
84	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	18	28
(107)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ⁽²⁾	(53)	(56)
(23)	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	(36)	(27)
71	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	33	29

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a -10 nel primo semestre 2013, -16 nel primo semestre 2012 e +5 nel 2012
(2) non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" al quale si rimanda per maggiori dettagli

Il margine operativo lordo del primo semestre 2013 è pari a circa 18 milioni, in contrazione rispetto quello registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati del primo semestre, malgrado l'ulteriore indebolimento della domanda, evidenziano solo una leggera contrazione rispetto al 2012 grazie anche ad un attento controllo dei costi. Al riguardo la società sta implementando un importante progetto di miglioramento operativo.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, invece, i risultati sono stati inferiori a quelli del precedente esercizio sia a causa di alcuni problemi tecnici presso la raffineria Sarpom che ne hanno penalizzato i risultati, amplificati dal peggioramento dello scenario internazionale, sia a causa dell'impatto negativo della diminuzione della domanda sui risultati della logistica. Il processo di realizzazione delle sinergie derivanti dalla gestione unificata dei principali processi di business è da ritenersi a regime, ed ha permesso di mitigare, anche se solo in parte, gli effetti negativi generati dal difficile contesto di mercato.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 30 giugno 2013 risulta pari a 329 milioni, in diminuzione rispetto ai 374 milioni al 31 dicembre 2012, a seguito di fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

Canale Rete

Nel primo semestre del 2013 le vendite di carburanti della Rete TotalErg sono state pari a circa 1.237 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 1.325 migliaia di tonnellate registrate nell'anno precedente, a causa del calo generalizzato delle vendite nel settore. La quota di mercato è risultata complessivamente pari all'11,3%, in linea con quanto registrato nel primo semestre del 2012. Come già evidenziato le vendite Rete hanno pesantemente risentito dell'andamento complessivo della domanda nazionale, condizionata principalmente dal perdurare della crisi economica.

In tale contesto di debolezza di mercato, gli sforzi di TotalErg sono orientati all'ottenimento della massima efficienza operativa con l'obiettivo di salvaguardare la sostenibilità del Business nel medio-lungo termine. A tal fine la società ha iniziato nel corso del 2012 un importante piano di riqualificazione della propria Rete volto a rendere la stessa più competitiva in termini di erogato medio ed efficienza operativa. Tale piano ha portato, nei primi sei mesi dell'anno, alla chiusura di 50 punti vendita sociali.

Al 30 giugno 2013 la Rete TotalErg in Italia è costituita da 3.152 impianti (di cui 1.916 sociali e 1.236 convenzionati), rispetto ai 3.336 al 30 giugno 2012 ed ai 3.248 impianti al 31 dicembre 2012.

Extra Rete

TotalErg opera 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.

Nel corso del primo semestre del 2013 le vendite di gasoli sono state pari a 515 migliaia di tonnellate, in calo rispetto alle 611 migliaia di tonnellate registrate nell'analogo periodo del 2012. Sul calo delle vendite hanno inciso, oltre al perdurare del calo generalizzato della domanda legato alla crisi economica in atto, anche la razionalizzazione della clientela meno profittevole e ad alto rischio credito, ed il contingentamento di prodotto sul polo logistico di Raffinerie di Roma causato dal forte maltempo che ha caratterizzato il primo semestre dell'anno.

Il settore, oltre alle vendite effettuate direttamente da TotalErg, ha beneficiato dei risultati delle società controllate:

- **Restiani S.p.A.**, società controllata al 60%, che opera nei settori della commercializzazione dei prodotti petroliferi e nei servizi di gestione calore rivolti ad utenti privati in particolare nell'area del Nord-Ovest;
- **Eridis S.r.l.**, controllata al 100%, che opera nei settori della commercializzazione dei prodotti petroliferi nell'area del Nord-Ovest e del Centro-Sud.

Specialties

TotalErg opera nel settore delle Specialties attraverso la vendita di lubrificanti (di cui acquista le basi che poi miscela con additivi nell'impianto di proprietà di Savona e su impianti di terzi), di bitumi sia normali che modificati (prodotti dagli impianti di proprietà), e di GPL effettuata sia direttamente che tramite la società TotalGaz controllata al 100%.

Nel primo semestre del 2013 le vendite di lubrificanti sono state pari a 22,8 migliaia di tonnellate (25,3 migliaia di tonnellate nel corrispondente periodo del 2012), di cui 1,9 migliaia di tonnellate nel mercato marina/estero, con una quota di mercato complessiva pari al 10,3%.

Le vendite di GPL sono state pari a 121,3 migliaia di tonnellate, fondamentalmente nel canale business to business e Retail, ed inferiori a quelle registrate nel corrispondente periodo del 2012 (130,2 migliaia di tonnellate).

Le vendite di bitumi, infine, pari a 50,7 migliaia di tonnellate, sono in diminuzione rispetto alle 77,9 migliaia di tonnellate dello stesso periodo del 2012 sia per effetto del forte calo della domanda, ma anche a seguito dell'interruzione della produzione interna di bitumi sulla Raffineria di Roma e sulla Raffineria Sarpom avvenute nel corso del 2012.

RAFFINERIE INTERNE

A valle della chiusura della Raffineria di Roma, avvenuta nel settembre del 2012, l'esposizione di TotalErg nel business della raffinazione si è ridotta in misura significativa, passando da una capacità annua di distillazione bilanciata di circa 6,0 milioni di tonnellate, ad una capacità di circa 1,6 milioni di tonnellate riconducibile unicamente alla quota detenuta nella Raffineria Sarpom. La Raffineria Sarpom è provvista di conversione catalitica, maggiormente orientata alla produzione di distillati leggeri, e lavora prevalentemente greggi a basso tenore di zolfo. Nel corso del 2012 sono state effettuate delle trasformazioni mirate alla strutturale riduzione dei costi che hanno portato, per quanto riguarda TotalErg, all'interruzione della produzione di bitumi a partire dal mese di luglio.

Per quanto concerne la Raffineria di Roma, sono state completate, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione della raffineria in polo logistico, in particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi.

Il raggiungimento della configurazione target permetterà di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti. Inoltre, la flessibilità del polo logistico così dimensionato permetterà di cogliere opportunità di business che dovessero presentarsi sin dall'anno in corso.

MARGINI E LAVORAZIONI

ANNO 2012	MARGINI UNITARI DI CONTRIBUZIONE A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾ RAFFINERIE INTERNE TOTALERG	1° SEMESTRE	
		2013	2012
3,48	\$/BARILE	0,53	2,02
2,71	EURO/BARILE	0,40	1,56
19,9	EURO/TONNELLATA ⁽²⁾	3,0	11,5
3.854	VOLUMI LAVORATI (KTONS)	670	2.316
	DI CUI		
1.552	SARPOM (TRECATE)	670	747
2.302	ROMA	-	1.569

(1) i margini unitari di contribuzione a valori correnti, espressi al netto dei costi variabili di produzione (principalmente costi per utilities), non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche
(2) fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,435 nel primo semestre 2013, 7,377 nel primo semestre 2012 e 7,355 nell'anno 2012

Le lavorazioni effettuate nel primo semestre del 2013 ammontano a 670 migliaia di tonnellate, in forte calo rispetto alle 2.316 migliaia di tonnellate lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente a causa principalmente del già citato spegnimento degli impianti della Raffineria di Roma.

I margini unitari di contribuzione, scarsamente confrontabili con il 2012 alla luce del differente perimetro di attività, sono risultati penalizzati oltre che da uno scenario molto debole, dai problemi tecnici registrati presso la Raffineria Sarpom, in particolar modo dai rallentamenti dell'impianto di cracking catalitico; l'impianto è stato anche oggetto nel semestre di 2 fermate per manutenzione straordinaria, entrambe di circa 10 giorni, la prima nel primo trimestre e la seconda avvenuta nel mese di giugno.

RAFFINAZIONE COSTIERA

MERCATO DI RIFERIMENTO ⁽¹⁾

ANNO 2012	GREGGI (\$/BARILE)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
111,67	PREZZO GREGGIO BRENT ⁽²⁾	107,50	113,61
(0,91)	DIFFERENZIALE URAL/BRENT ⁽³⁾	(0,74)	(1,33)
2,97	DIFFERENZIALE AZERI LIGHT/BRENT	3,04	3,25
PRODOTTI (\$/TONNELLATA)			
970	PREZZO GASOLIO AUTOTRAZIONE	922	973
1.022	PREZZO BENZINA SENZA PIOMBO	996	1.038
625	PREZZO OLIO COMBUSTIBILE	591	650
CRACK SPREAD (\$/BARILE)			
18,30	GASOLIO AUTOTRAZIONE - BRENT	16,15	16,85
10,69	BENZINA - BRENT	11,75	10,70
(13,22)	OLIO COMBUSTIBILE ATZ - BRENT	(14,40)	(11,19)
INDICATORI DI MARGINE			
0,19	EMC (\$/BARILE) ⁽⁴⁾	(0,94)	(0,29)
0,15	EMC (EURO/BARILE) ⁽⁴⁾	(0,72)	(0,22)
1,285	RAPPORTO DI CAMBIO EURO/\$	1,313	1,296

Fonte Platt's

(1) valori medi di periodo

(2) Brent Dated: greggio leggero di riferimento, su base mean FOB

(3) Ural: greggio pesante di riferimento, su base mean CIF

(4) valore del margine di contribuzione "nozionale" EMC a rese FOB ottenuto con un mix al 50% dei greggi Ural e Azeri Light. Il margine nozionale EMC si riferisce ad una raffineria complessa caratterizzata da conversioni catalitiche orientate alla produzione di benzine (impianto Fluid Catalitic Cracking)

PREZZO DEL GREGGIO

Nel primo semestre del 2013 il prezzo medio del grezzo (Brent) è stato di 107,5 \$/barile, quotazione inferiore di circa 6\$/barile rispetto al primo semestre 2012 (113,6 \$/barile).

Nonostante la controversa situazione geopolitica (Siria, Turchia, Egitto), il rallentamento dei mercati emergenti, il boom dello shale oil in America, il perdurare della crisi in Europa e la mancanza di azioni da parte dell'Opec hanno frenato la corsa del prezzo del grezzo nel corso del primo semestre 2013.

Si ricorda che nel 2012 le forti disruptions produttive (Sudan, Mare del Nord, Yemen, Nigeria, Brasile) unitamente alle temute riduzioni di export iraniane a seguito delle sanzioni USA ed EU, avevano sostenuto i corsi del greggio, per poi scendere sotto i 100 \$/bbl a giugno a valle dell'aumento della produzione dei sauditi e della contrazione dei consumi europei.

PRODOTTI

Il crack spread del gasolio del primo semestre 2013 (16,2 \$/barile) è di circa 0,7 \$/barile inferiore rispetto all'analogo periodo 2012. La contrazione dei consumi europei, l'avvio di nuova capacità di raffinazione unitamente agli ampi flussi di export già esistenti provenienti da Russia e India, hanno contribuito a mantenere relativamente stabile la quotazione del distillato medio.

Il primo semestre 2013 consuntiva un crack spread della benzina di 11,8 \$/barile, superiore di circa 1 \$/barile rispetto al primo semestre 2012 (10,7 \$/barile). La forza della benzina nel 2013 nasce dal verificarsi di fenomeni peculiari e non facilmente prevedibili, principalmente chiusure temporanee di impianti di raffinazione in America e nel Mediterraneo (Skikda - Algeria). Nel 2012 il supporto al crack spread della benzina era stato fornito dalla chiusura del sistema Petroplus.

Per quanto riguarda l'olio combustibile ATZ, il crack spread (-14,4 \$/barile) segna un calo di 3,2 \$/barile rispetto al primo semestre 2012 (-11,2 \$/barile), principalmente a causa della chiusura degli arbitraggi verso Singapore (minor domanda pro bunker).

MARGINI DI CONTRIBUZIONE INDUSTRY (EMC)

Il margine nozionale di riferimento EMC FCC rimane in area negativa e inferiore di circa 65 cents rispetto alla prima metà del 2012 (-0,94 \$/barile vs -0,29 \$/barile registrato nel primo semestre 2012).

La minor forza del gasolio e dell'olio combustibile unitamente al grezzo Ural "meno scontato" sono i principali responsabili della contrazione del margine.

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DELLA RAFFINAZIONE COSTIERA A VALORI CORRENTI ADJUSTED ⁽¹⁾

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale della Raffinazione costiera i risultati del business sono esposti a valori correnti adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG (40% sino ad agosto 2012 e 20% da settembre 2012), dei risultati di ISAB S.r.l., il cui contributo nel Conto Economico non a valori correnti adjusted è rappresentato nella valutazione ad equity della partecipazione.

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
6.517	RICAVI DA TERZI	2.308	3.567
749	RICAVI INFRASETTORI	85	528
7.266	RICAVI GESTIONE CARATTERISTICA ADJUSTED	2.393	4.095
(32)	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED	(27)	(36)
(38)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED	(11)	(22)
(70)	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED	(39)	(59)
14	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI ADJUSTED	-	10

(1) i dati esposti non includono:
- gli utili (perdite) su magazzino pari a -9 nel primo semestre 2013, -2 nel primo semestre 2012 e +8 nel 2012
- le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" al quale si rimanda per maggiori dettagli

I ricavi del primo semestre del 2013 sono risultati inferiori a quelli dell'analogo periodo del 2012, principalmente in seguito alla riduzione della quota in ISAB e la conseguente riduzione delle lavorazioni, che nel 2013 hanno anche risentito della fermata per manutenzione ciclica degli impianti.

Il margine operativo lordo a valori correnti adjusted del primo semestre del 2013 è risultato negativo per 27 milioni. Il dato, anche se in leggero miglioramento rispetto al primo semestre del 2012 (-36 milioni), principalmente in seguito alla riduzione dell'esposizione a tale business, ha risentito di uno scenario di raffinazione molto negativo e degli effetti della fermata per manutenzione ciclica effettuata nei mesi di marzo e aprile.

MARGINI E LAVORAZIONI

ANNO 2012	MARGINI UNITARI DI CONTRIBUZIONE A VALORI CORRENTI ADJUSTED ⁽¹⁾ DI RAFFINAZIONE COSTIERA ERG	1° SEMESTRE	
		2013	2012
1,36	\$/BARILE	(0,86)	0,32
1,06	EURO/BARILE	(0,65)	0,24
7,8	EURO/TONNELLATA ⁽²⁾	(4,8)	1,8
4.479	VOLUMI LAVORATI (KTONS)	1.028	2.654

(1) espressi al netto dei costi variabili di produzione (principalmente costi per utilities), non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche ed includono il contributo di spettanza ERG di ISAB S.r.l.

(2) fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,355 nel primo semestre 2013, 7,428 nel primo semestre 2012 e 7,382 nell'anno 2012.

I margini unitari del primo semestre 2013 sono risultati ancora molto depressi ed inferiori a quelli già molto bassi dell'analogo periodo 2012, sia a causa dello scenario ancora molto debole, sia a causa delle disottimizzazioni impiantistiche legate alla fermata e successivo riavvio degli impianti di raffinaria.

La diminuzione delle lavorazioni rispetto al 2012 è legata sia alla riduzione di quota in ISAB S.r.l., che è passata dal 40% al 20% (a partire da settembre 2012), sia alla fermata generale di ISAB Impianti Nord ed allo slowdown di ISAB Impianti Sud avvenuta nei mesi di marzo ed aprile.

Il grado API dei greggi lavorati nel primo semestre del 2013 (33,6) è leggermente inferiore rispetto a quello dell'analogo periodo del 2012 (33,9).

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DI ISAB S.R.L.

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% della società.

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
200	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	77	112
(110)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(55)	(55)
89	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	22	58
33	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	51	25

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino

Nel primo semestre del 2013 ISAB S.r.l. ha registrato un margine operativo lordo di 77 milioni; il forte calo rispetto all'analogo periodo del 2012 è legato al fatto che nello scorso esercizio il risultato della società aveva beneficiato di un importante effetto derivante dalla riduzione dello stoccaggio di greggi e prodotti.

Si segnala che la posizione finanziaria netta della società ISAB S.r.l. al 30 giugno 2013 risulta positiva per 62 milioni, in diminuzione di 158 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 principalmente a seguito della distribuzione di dividendi, degli investimenti effettuati nel periodo e dal pagamento delle imposte.

INVESTIMENTI

Nel primo semestre 2013 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 48 milioni (60 milioni nel primo semestre 2012) di cui 42 milioni relativi ad immobilizzi materiali (57 milioni nel primo semestre 2012) e 6 milioni ad immobilizzi immateriali (3 milioni nel primo semestre 2012).

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

ANNO 2012	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
39	RINNOVABILI ⁽¹⁾	20	23
35	POWER & GAS	10	11
51	REFINING & MARKETING ⁽²⁾	17	25
1	CORPORATE	1	1
126	TOTALE	48	60

(1) gli investimenti adjusted delle Rinnovabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew a partire dal mese di luglio 2012
(2) gli investimenti adjusted del Refining & Marketing includono la quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg S.p.A. mentre a partire da agosto 2012, non includono più la quota ERG degli investimenti effettuati in ISAB S.r.l.

RINNOVABILI

Nel corso del mese di marzo sono stati avviati i lavori per la costruzione di un parco eolico in Basilicata, a Palazzo San Gervasio (PZ), con una capacità prevista di 34 MW; la costruzione sta procedendo in linea con i programmi, e si prevede l'entrata in esercizio entro la fine del primo semestre 2014.

Sempre nel mese di marzo sono iniziati i lavori per la costruzione di un parco eolico in Romania, nella regione di Tulcea, con una capacità prevista di circa 80 MW e una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di oltre 200 GWh all'anno; il progetto è stato acquisito dalla joint venture LUKERG Renew, a fine 2012, da Inergia S.p.A. (Gruppo Santarelli). Anche per questo progetto i lavori di realizzazione stanno procedendo come da programma e si prevede che il parco entri in operatività nei primi sei mesi del 2014.

Si ricorda che la capacità installata di ERG Renew si incrementerà ulteriormente, oltre che per la costruzione dei parchi sopra citati, anche grazie ai recenti accordi per l'acquisizione, attraverso LUKERG Renew, di ulteriori 84 MW (quota ERG 42 MW) già operativi in Romania (70 MW) e Bulgaria (14 MW). Gli esborsi per tali investimenti, per un valore complessivo previsto di circa 63 milioni in termini di enterprise value (quota ERG) non sono ricompresi tra gli importi indicati nella tabella sugli investimenti del periodo, trattandosi di un acquisto di partecipazioni effettuato dalla joint venture LUKERG Renew.

POWER & GAS

Nel corso del primo semestre del 2013 è stato completato presso la centrale di ISAB Energy il progetto per la realizzazione dell'impianto di ottimizzazione del sistema "rete torcia di stabilimento".

Sono proseguiti, inoltre, i lavori di adeguamento e revamping di una delle unità di produzione del vapore della centrale di ERG Power (unità SA1 N1). Una volta completati, gli interventi consentiranno all'intera centrale assetti di marcia più flessibili ed efficienti ed il rispetto dei nuovi vincoli emissivi stabiliti per ERG Power che entreranno in vigore da settembre 2013, così come stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Infine, sono proseguite, sia in ISAB Energy che in ERG Power, le iniziative mirate di investimento volte ad incrementare l'efficienza operativa e l'affidabilità degli impianti, nonché gli interventi previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

REFINING & MARKETING

Per quanto riguarda il **Downstream integrato** nel corso del primo semestre 2013 sono stati effettuati investimenti per circa 17 milioni, relativi al 51% di TotalErg.

La maggior parte di tali investimenti (circa il 70%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (nuovi punti vendita, ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento di punti vendita esistenti, ecc.). Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Per quanto riguarda, invece, la **Raffinazione costiera**, i dati riportati in tabella per il primo semestre del 2013 non includono più gli investimenti effettuati da ISAB in seguito alla riduzione della quota di partecipazione dal 40% al 20%.

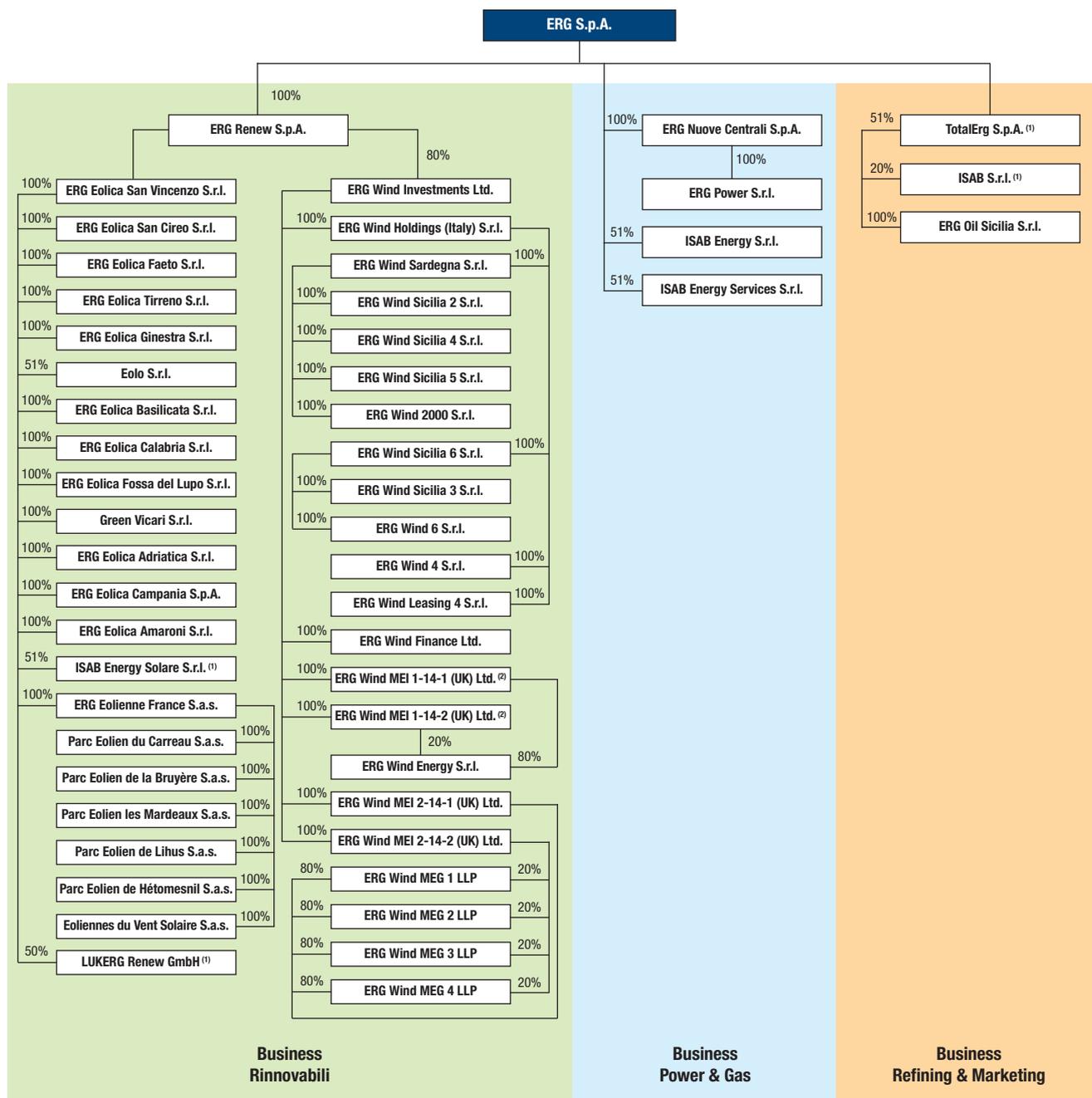
PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 30 giugno 2013.

Rispetto al 31 dicembre 2012 si segnala l'acquisizione di ERG Wind Investments Ltd. (già IP Maestrale Investments Ltd.) e delle proprie controllate.

IL GRUPPO ERG - AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 30 GIUGNO 2013



(1) società valutate col metodo del patrimonio netto

(2) le società detengono una partecipazione di controllo in sedici società non operative

RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

ANNO 2012	CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
8.264,8	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	3.214,0	4.471,4
23,3	ALTRI RICAVI E PROVENTI	7,4	13,5
8.288,1	RICAVI TOTALI	3.221,4	4.485,0
(7.327,7)	COSTI PER ACQUISTI E VARIAZIONI DELLE RIMANENZE	(2.736,8)	(4.009,3)
(628,5)	COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI	(258,5)	(346,6)
331,8	MARGINE OPERATIVO LORDO	226,2	129,1
(152,6)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI	(104,2)	(72,9)
(1,6)	PROVENTI (ONERI) DA CESSIONE RAMO D'AZIENDA	-	-
(52,5)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(38,8)	(23,7)
143,7	PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	(7,1)	(36,8)
268,7	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	76,0	(4,3)
(68,8)	IMPOSTE SUL REDDITO	(46,3)	(22,6)
199,9	RISULTATO D'ESERCIZIO	29,7	(26,9)
(48,7)	RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(26,6)	(21,8)
151,2	RISULTATO NETTO DI GRUPPO	3,1	(48,8)

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

I ricavi nel **primo semestre** del 2013 sono pari a 3.214 milioni rispetto a 4.471 milioni del primo semestre 2012. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento dei ricavi del **Refining & Marketing** legato principalmente alla diminuzione dei volumi venduti a seguito della diminuita partecipazione nella Raffineria ISAB e della fermata programmata della stessa;
- il decremento dei ricavi dell'**Energia - Termoelettrico** a seguito principalmente dei minori prezzi di vendita;
- l'incremento dei ricavi dell'**Energia - Rinnovabili** a causa principalmente dei maggiori volumi di vendita come conseguenza dell'incremento della capacità produttiva a seguito dell'acquisizione di ERG Wind oltre che alla maggiore ventosità.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

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

COSTI PER ACQUISTI E VARIAZIONI DELLE RIMANENZE

I **costi per acquisti** si riferiscono principalmente ad acquisti di greggio e altri semilavorati ed includono anche le spese di trasporto e gli oneri accessori.

Nel primo semestre del 2013 risultano inferiori rispetto al primo semestre del 2012 di circa 1.171 milioni, principalmente per minori volumi acquistati e per minori prezzi di acquisto.

Per quanto riguarda le **rimanenze** si registra una diminuzione di circa 20 milioni delle materie prime (-34 migliaia di tonnellate rispetto al 31 dicembre 2012) ed un aumento di circa 26 milioni per i prodotti finiti (+40 migliaia di tonnellate).

Nel primo semestre del 2012 si era registrato un decremento di circa 16 milioni per le materie prime e di circa 79 milioni per i prodotti finiti.

Si ricorda che in base al metodo del costo medio ponderato la variazione inventariale risente, oltre che del livello puntuale delle quantità in giacenza a fine periodo, dell'oscillazione dei prezzi di acquisto delle materie prime e dei prodotti finiti.

COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

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

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

Il decremento rispetto al primo semestre del 2012 è principalmente legato ai minori compensi di lavorazione, a seguito della già commentata riduzione della quota in ISAB.

Si precisa che la voce risente dell'incremento di costi relativi ad ERG Wind (23 milioni nel primo semestre 2013) rappresentati principalmente da costi di manutenzione, affitti passivi e altri servizi forniti da terzi.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

L'incremento degli ammortamenti è attribuibile principalmente ai nuovi parchi eolici acquisiti e a quelli entrati in esercizio.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

Gli oneri finanziari netti del primo semestre del 2013 sono pari a 39 milioni, rispetto ai 24 milioni registrati nel primo semestre 2012.

La voce include differenze cambio per -3 milioni (-1 milione nel 2012), interessi passivi netti per -13 milioni (-23 milioni nel 2012) e gli effetti connessi agli strumenti derivati di copertura sui tassi pari a -21 milioni (-5 milioni nel 2012). Si ricorda che nel primo semestre 2012 erano inoltre inclusi oneri per 6 milioni relativi a strumenti finanziari derivati su commodities.

PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

La voce comprende la plusvalenza relativa al conguaglio sul prezzo di cessione del 20% di ISAB (9 milioni) e i risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto (principalmente i risultati delle partecipazioni in ISAB S.r.l. e nella joint venture TotalErg S.p.A.).

Il decremento rispetto al primo semestre 2012 è legato principalmente ai minori risultati conseguiti da TotalErg nel semestre ed alla minore quota di partecipazione in ISAB S.r.l.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito nel primo semestre 2013 sono pari a 46 milioni (23 milioni nel 2012) e comprendono imposte correnti per 61 milioni e imposte differite positive per 11 milioni.

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 61%.

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e delle poste non caratteristiche risulta pari al 51%.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

La situazione patrimoniale al 30 giugno 2013 risente del consolidamento del Gruppo ERG Wind a seguito della già citata operazione di acquisizione.

Il contributo di ERG Wind a livello di capitale investito netto risulta pari al 31 dicembre 2012 a circa 800 milioni, con corrispondente incremento a livello di indebitamento finanziario netto.

30/06/2012	STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (MILIONI DI EURO)	30/06/2013	31/12/2012
2.755,9	CAPITALE IMMOBILIZZATO	3.122,2	2.422,7
298,2	CAPITALE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO	248,4	170,7
(3,5)	TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	(3,9)	(3,5)
429,3	ALTRE ATTIVITÀ	522,5	352,9
(562,5)	ALTRE PASSIVITÀ	(700,6)	(459,1)
2.917,4	CAPITALE INVESTITO NETTO	3.188,6	2.483,7
1.585,0	PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO	1.744,3	1.775,7
168,5	PATRIMONIO NETTO DI TERZI	211,0	195,4
1.163,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.233,2	512,6
2.917,4	MEZZI PROPRI E DEBITI FINANZIARI	3.188,6	2.483,7

Al 30 giugno 2013 il capitale investito netto ammonta a 3.189 milioni.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 39% (21% al 31 dicembre 2012).

CAPITALE IMMOBILIZZATO

Il capitale immobilizzato include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2012 è attribuibile principalmente ai parchi eolici di ERG Wind.

CAPITALE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO

Il capitale circolante operativo netto include le rimanenze, i crediti e debiti commerciali e i debiti verso l'erario per accise.

L'aumento rispetto al 31 dicembre 2012 è influenzato dall'aumento dei volumi di produzione e vendita di energia elettrica oltreché da fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

ALTRE ATTIVITÀ

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, verso l'erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso. L'incremento è principalmente dovuto al consolidamento di ERG Wind.

ALTRE PASSIVITÀ

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civili ed i relativi valori fiscali (principalmente cespiti e magazzino), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi ed oneri, ai debiti per IVA ed al risconto passivo per il differimento del riconoscimento a Conto Economico della maggiorazione tariffaria CIP 6 sulle vendite di energia elettrica della controllata ISAB Energy. L'incremento è principalmente dovuto al consolidamento di ERG Wind.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

30/06/2012	RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO (MILIONI DI EURO)	30/06/2013	31/12/2012
1.050,2	INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE	1.539,5	918,4
113,7	INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE	(306,3)	(405,8)
1.163,9	TOTALE	1.233,2	512,6

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

30/06/2012	INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE (MILIONI DI EURO)	30/06/2013	31/12/2012
372,3	DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	256,2	289,1
(131,8)	QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	(178,8)	(168,6)
95,2	DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	180,1	94,9
335,7	TOTALE	257,5	215,4
854,9	PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE	1.439,0	789,2
(140,5)	QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	(157,0)	(86,2)
714,5	TOTALE PROJECT FINANCING	1.282,0	703,0
1.050,2	TOTALE	1.539,5	918,4

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 158 milioni (76 milioni al 31 dicembre 2012) e per la restante parte i finanziamenti onerosi concessi ad ISAB Energy S.r.l. dal gruppo IPM che detiene il 49% della società il cui rimborso risulta subordinato al rispetto delle condizioni previste dal contratto di Project Financing.

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

- finanziamenti per 1.189 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili per la costruzione di parchi eolici di cui 666 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 148 milioni;
- finanziamenti per 219 milioni erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT;
- finanziamenti per 31 milioni erogati ad ISAB Energy S.r.l. da un pool di banche internazionali.

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2012 è dovuto principalmente alla già commentata acquisizione di ERG Wind.

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 risulta inferiore rispetto al valore nominale in considerazione delle condizioni di stipula più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

30/06/2012	INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE (MILIONI DI EURO)	30/06/2013	31/12/2012
265,5	DEBITI VERSO BANCHE A BREVE TERMINE	249,7	353,1
131,8	QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	178,8	168,6
15,1	ALTRI DEBITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	12,7	19,9
412,4	PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE	441,2	541,6
(282,3)	DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(575,2)	(842,7)
(49,1)	TITOLI E ALTRI CREDITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	(93,2)	(34,2)
(331,4)	ATTIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE	(668,4)	(876,9)
140,5	PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	157,0	86,2
(107,7)	DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(236,0)	(156,6)
32,8	PROJECT FINANCING	(79,0)	(70,4)
113,7	TOTALE	(306,3)	(405,8)

Gli altri debiti finanziari comprendono principalmente:

- debiti finanziari verso società del Gruppo non consolidate;
- i debiti a breve termine verso società controllate da IPM Eagle.

L'importo delle disponibilità liquide è costituito principalmente dalla liquidità residua derivante dall'incasso del corrispettivo per la cessione del 20% di ISAB S.r.l. nel settembre 2012, nonché dai conti correnti attivi vincolati in base alle condizioni previste dai contratti di Project Financing.

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 principalmente ad un diverso impiego temporale di liquidità nei titoli sopra descritti.

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

ANNO 2012	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2013	2012
207,9	FLUSSO DI CASSA DELLA GESTIONE CORRENTE RETTIFICATO ⁽¹⁾	176,1	79,7
(8,2)	PAGAMENTO DI IMPOSTE SUL REDDITO	(42,5)	(4,4)
(5,5)	VARIAZIONE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO	(10,9)	(138,8)
(30,6)	ALTRE VARIAZIONI DELLE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DI ESERCIZIO	30,4	0,6
163,6	TOTALE	153,1	(62,9)
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO			
(74,3)	INVESTIMENTI NETTI IN IMMOBIL. MATERIALI ED IMMATERIALI ⁽²⁾	(23,1)	(32,6)
(16,0)	INVESTIMENTI NETTI IN IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	(14,3)	(7,1)
484,7	INCASSO PER CESSIONE QUOTE ISAB	9,0	-
394,4	TOTALE	(28,4)	(39,7)
FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO			
(62,7)	DIVIDENDI DISTRIBUITI	(68,2)	(62,7)
(44,3)	ALTRE VARIAZIONI PATRIMONIO ⁽³⁾	22,7	(35,1)
(107,1)	TOTALE	(45,4)	(97,8)
-	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽⁴⁾	(799,9)	-
450,9	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(720,6)	(200,5)
963,5	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	512,6	963,5
(450,9)	VARIAZIONE DEL PERIODO	720,6	200,5
512,6	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.233,2	1.163,9

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino, il differimento della maggiorazione tariffaria CIP 6 e le imposte correnti del periodo
(2) non include i costi capitalizzati per manutenzione ciclica
(3) nel 2012 include acquisto azioni proprie per 26 milioni
(4) la variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'acquisizione di ERG Wind

L'incremento dell'indebitamento di 721 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 è riferibile principalmente all'acquisizione di ERG Wind ed al pagamento dei dividendi in parte compensati dal flusso di cassa del periodo.

Si segnala inoltre che l'indebitamento al 30 giugno 2013 ed al 31 dicembre 2012 non include più, a seguito della riduzione del possesso della partecipazione al 20%, il contributo di ISAB S.r.l. pari rispettivamente ad una posizione finanziaria netta positiva per 12 milioni e per 44 milioni.

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

CONSOLIDAMENTO ERG WIND

In data 13 febbraio 2013 ERG ha perfezionato con International Power Consolidated Holding Ltd. (100% GDF SUEZ) il closing per l'acquisto, attraverso la controllata ERG Renew, dell'80% del capitale di IP Maestrale Investments Ltd.

L'Assemblea di IP Maestrale, in pari data, ha deliberato il cambio di denominazione della società in ERG Wind Investments Ltd.

Il valore dell'acquisizione, enterprise value, è di 859 milioni di Euro, pari a circa 1,35 milioni per MW installato.

Il corrispettivo complessivo provvisorio dell'acquisizione è stato pari a 35 milioni. In particolare il valore dell'acquisizione, enterprise value, è stato di 859 milioni, pari a circa 1,35 milioni per MW installato. ERG ha riconosciuto al venditore un corrispettivo provvisorio per l'equity di 28,2 milioni per l'80% del capitale sociale di IP Maestrale.

Nell'ambito degli accordi, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che potrà 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 si è assunta come certa l'acquisizione delle quote di terzi con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle quote di minoranze e la rilevazione della corrispondente attività finanziaria immobilizzata (7 milioni).

Nel corso del mese di luglio 2013 le parti hanno concordato l'importo del corrispettivo definitivo complessivo per 23 milioni, che ha determinato un conguaglio positivo a favore di ERG di 12 milioni.

In occasione della presente Relazione si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation in base alle informazioni disponibili coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3. Al fine di tale esercizio si è tenuto inoltre conto di eventuali aggiustamenti prezzi relativi a clausole di garanzia a tutela del Gruppo ERG previsti dagli accordi.

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

Per maggior dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo **"Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)"** del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato della presente Relazione.

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

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

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

Nella determinazione del fair value delle attività e passività acquisite, le principali differenze individuate si riferiscono alla valutazione:

- delle attività immobilizzate e in particolare dei contratti e delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica a tariffa incentivata per i parchi eolici in esercizio. La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- delle passività finanziarie relative al derivato di copertura dei tassi di interesse e al finanziamento, originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione.

La differenza tra il costo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento.

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2013) e la data di chiusura del semestre il Gruppo ERGWind ha contribuito al margine operativo lordo del Gruppo ERG per circa 78 milioni.

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo, al 1° gennaio 2013, è stimato pari a 800 milioni e si riferisce al corrispettivo scambiato (23 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite, comprensiva della passività del fair value dei derivati e dell'effetto positivo derivante dalla valutazione al fair value del finanziamento, come sopra già commentato.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a **valori correnti adjusted** con l'esclusione degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti delle joint venture TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew. Al fine di garantire la comparabilità e la coerenza dei risultati rispetto ai periodi precedenti i valori economici adjusted comprendono anche il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti della partecipata ISAB S.r.l.

I risultati a valori correnti e 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, 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.

Gli **utili (perdite) su magazzino** sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale.

I risultati includono inoltre il contributo delle joint venture **TotalErg S.p.A.** e **LUKERG Renew** e della partecipazione collegata **ISAB S.r.l.**, per la quota di spettanza ERG.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati del business sono quindi esposti anche a valori correnti adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di TotalErg S.p.A., LUKERG Renew e ISAB S.r.l. il cui contributo nel Conto Economico non a valori correnti adjusted è rappresentato nella valutazione ad equity della partecipazione.

In coerenza con quanto sopra esposto anche l'indebitamento finanziario netto è a valori adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle joint venture TotalErg S.p.A. ed LUKERG Renew al netto delle relative poste Infragruppo.

A seguito del già commentato esercizio della put e del conseguente venir meno della governance paritetica di ISAB S.r.l., i valori adjusted dell'indebitamento e degli investimenti a partire dal 1° settembre 2012 non tengono più conto del contributo della partecipata.

RICONCILIAZIONE CON I RISULTATI ECONOMICI A VALORI CORRENTI ADJUSTED

ANNO 2012	MARGINE OPERATIVO LORDO	1° SEMESTRE	
		2013	2012
331,8	MARGINE OPERATIVO LORDO	226,2	129,1
0,8	ESCLUSIONE UTILI / PERDITE SU MAGAZZINO	7,9	7,7
	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE:		
	RINNOVABILI		
-	- ONERI ACCESSORI ACQUISIZIONE ERG WIND	9,6	-
	DOWNSTREAM INTEGRATO		
-	- ONERI DIVERSI SU PUNTI VENDITA IN SICILIA	3,7	-
	CORPORATE		
4,2	- ONERI ACCESSORI CESSIONE 20% ISAB S.R.L.	-	-
-	- ONERI ACCESSORI ACQUISIZIONE ERG WIND	2,9	-
	RAFFINAZIONE COSTIERA		
2,6	- PASSIVITÀ STIMATE SU CONGUAGLI ANNI PRECEDENTI	-	2,6
-	- ONERI DA TRANSAZIONI RELATIVE AD ESERCIZI PRECEDENTI	17,0	-
	POWER & GAS		
6,3	- PASSIVITÀ STIMATE SU CONGUAGLI ANNI PRECEDENTI	-	6,3
(5,4)	- ATTIVITÀ SU CERTIFICATI BIANCHI ANNI PRECEDENTI	-	-
5,3	- PASSIVITÀ SU CERTIFICATI VERDI ANNI PRECEDENTI	-	-
345,7	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	267,2	145,8
68,2	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB A VALORI CORRENTI	15,3	44,9
43,0	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	9,0	14,5
1,3	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	1,8	-
458,1	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED	293,3	205,1

(1) al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche

ANNO 2012	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	1° SEMESTRE	
		2013	2012
(152,6)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(104,2)	(72,9)
	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE:		
	RINNOVABILI		
3,5	- SVALUTAZIONI NEL SETTORE RINNOVABILI	-	-
(149,1)	AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI	(104,2)	(72,9)
(36,7)	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB A VALORI CORRENTI	(11,0)	(21,8)
(54,7)	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	(27,2)	(28,3)
(1,3)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(0,8)	-
(241,8)	AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI ADJUSTED	(143,3)	(123,0)

(1) al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche

ANNO 2012	RISULTATO OPERATIVO NETTO	1° SEMESTRE	
		2013	2012
196,6	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI	163,0	72,9
31,5	CONTRIBUTO QUOTA ERG DI ISAB A VALORI CORRENTI	4,4	23,0
(11,8)	CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	(18,3)	(13,9)
–	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	1,0	–
216,3	RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED	150,0	82,0

(1) al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche

ANNO 2012	RISULTATO NETTO DI GRUPPO	1° SEMESTRE	
		2013	2012
151,2	RISULTATO NETTO DI GRUPPO	3,1	(48,8)
(6,2)	ESCLUSIONE UTILI / PERDITE SU MAGAZZINO	7,9	6,1
	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE:		
–	ESCLUSIONE ONERI ACCESSORI ACQUISIZIONE ERG WIND	11,2	–
–	ESCLUSIONE CONGUAGLIO PLUSVALENZA CESSIONE 20% ISAB	(9,0)	–
–	ESCLUSIONE ONERI DA TRANSAZIONI AD ESERCIZI PRECEDENTI	11,2	–
(214,1)	ESCLUSIONE PLUSVALENZA E ONERI ACCESSORI CESSIONE 20% ISAB (2012)	–	–
71,5	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE TOTALERG	(1,6)	34,1
–	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE ERG OIL SICILIA	2,2	–
3,6	ESCLUSIONE PASSIVITÀ STIMATE SU CONGUAGLI ANNI PRECEDENTI	–	3,5
1,6	ESCLUSIONE PASSIVITÀ SU CERTIFICATI VERDI ANNI PRECEDENTI	–	–
(3,6)	ESCLUSIONE ATTIVITÀ SU CERTIFICATI BIANCHI ANNI PRECEDENTI	–	–
2,1	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE "SVALUTAZIONI NEL SETTORE RINNOVABILI"	–	–
(5,2)	ESCLUSIONE BENEFICIO IRAP ANNI PRECEDENTI	–	–
6,1	ESCLUSIONE ONERI RELATIVI A CESSIONE PARTECIPAZIONE RIVARA STORAGE	–	–
2,5	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE MINORI	–	–
2,7	ESCLUSIONE DELTA FAIR VALUE OPERAZIONE COLLAR SU RIMANENZE OIL	–	(4,0)
12,3	RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI ⁽¹⁾	25,0	(9,1)

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

Le poste non caratteristiche del primo semestre 2013 si riferiscono a:

- gli oneri accessori all'acquisizione di ERG Wind;
- la plusvalenza relativa al conguaglio sul prezzo di cessione del 20% della partecipazione in ISAB S.r.l.;
- lo stanziamento di 17 milioni relativo al contenzioso di anni precedenti legato all'attività di Raffinazione in Sicilia;
- ed ad oneri relativi al business Downstream integrato.

Per quanto riguarda le poste non caratteristiche dell'anno 2012 e del primo semestre 2012 si rimanda a quanto indicato nelle rispettive Relazioni.

RICONCILIAZIONE CON INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED

30/06/2012		30/06/2013	31/12/2012
1.163,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.233,2	512,6
(33,7)	POSIZIONE FINANZIARIA NETTA DI ISAB	–	–
199,8	POSIZIONE FINANZIARIA NETTA DI TOTALERG	167,7	190,5
–	POSIZIONE FINANZIARIA NETTA DI LUKERG RENEW	98,6	34,2
(4,0)	ELIMINAZIONE POSTE INFRAGRUPPO	(37,6)	(15,6)
1.326,0	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED	1.461,8	721,7

L'indebitamento finanziario netto a valori adjusted tiene conto della quota di spettanza ERG della posizione finanziaria netta delle joint venture al netto delle relative poste Infragruppo. Si segnala che l'indebitamento al 30 giugno 2013 ed al 31 dicembre 2012 non include più, a seguito della riduzione del possesso della partecipazione al 20%, il contributo di ISAB S.r.l. pari ad una posizione finanziaria netta positiva rispettivamente per 12 milioni e per 44 milioni.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

In data **26 luglio 2013** ERG, attraverso la controllata ERG Renew, ha raggiunto un accordo con Maluni per l'acquisizione della totalità del capitale di una società appositamente costituita per le attività di esercizio e manutenzione dei parchi eolici italiani di ERG Wind.

Entreranno così a far parte del Gruppo ERG 136 persone, principalmente tecnici altamente specializzati nella manutenzione e gestione operativa di parchi eolici, che si aggiungono alle 42 recentemente acquisite tramite l'investimento in ERG Wind (già IP Maestrato). Questa operazione rafforza ulteriormente l'organico di ERG Renew nel sud Italia dove è concentrata la maggioranza degli impianti.

Il corrispettivo in termini di enterprise value è di circa 10 milioni. Il closing, subordinato all'accettazione da parte degli istituti finanziatori di ERG Wind, è previsto nel quarto trimestre del 2013.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2013:

RINNOVABILI

Il 2013 rappresenta un anno particolarmente importante per ERG Renew per effetto della già citata acquisizione di IP Maestrato (ora ERG Wind) grazie alla quale ERG Renew è diventata il principale operatore del settore eolico in Italia e raggiungerà importanti sinergie.

Per quel che riguarda lo sviluppo, nel 2013 si procederà con la realizzazione del nuovo parco eolico di Palazzo San Gervasio della potenza autorizzata di 34 MW, per i quali la società si è aggiudicata il diritto agli incentivi in seguito alla partecipazione alle aste previste dalla nuova normativa, ed il cui avvio è previsto nel primo semestre 2014.

All'estero, attraverso LUKERG Renew si procederà nel 2013 con la realizzazione di un parco eolico di circa 80 MW in Romania, il cui completamento ed avvio è previsto nel primo semestre 2014. Nel mese di giugno, infine, è stato raggiunto l'accordo per l'acquisizione, attraverso LUKERG Renew, di due parchi eolici in Romania e Bulgaria per una potenza installata complessiva di 84 MW (42 MW quota ERG), che contribuiranno ai risultati del Gruppo a partire dal secondo semestre.

Alla luce di quanto sopra e dell'ottimo risultato del primo semestre, ci si attende per il 2013 un'ulteriore forte crescita dei risultati rispetto a quelli già ottimi ottenuti nel 2012.

POWER & GAS

L'anno 2013 beneficerà della disponibilità per l'intero esercizio dell'impianto ISAB Energy, mentre per ERG Power sono previste fermate programmate per entrambi i treni. Nonostante i margini di generazione per gli impianti alimentati a gas siano previsti su livelli depressi e con livelli di utilizzo degli impianti molto bassi, principalmente a causa della debolezza della domanda, gli impatti complessivi sui risultati di ERG Power saranno in parte mitigati sia dallo scenario favorevole in Sicilia che dalle modalità di cessione dell'energia effettuate dalla società. Per quanto concerne ISAB Energy, si stima che i risultati nel 2013 saranno analoghi a quelli del 2012, nonostante la diminuzione attesa del prezzo di cessione dell'energia CIP 6 grazie alla maggiore produzione dell'impianto IGCC.

Alla luce di quanto sopra, per il settore si prevedono risultati sostanzialmente in linea con quelli registrati nel 2012.

REFINING & MARKETING

Downstream integrato

Per quanto riguarda il settore Commercializzazione, alla luce della debolezza del quadro economico, degli elevati prezzi dei prodotti sui mercati internazionali e del forte peso della componente fiscale (IVA e accise), i consumi sono previsti in ulteriore contrazione nel 2013. In tale contesto, gli sforzi della società sono orientati all'ottenimento della massima efficienza gestionale (grazie anche al progetto di miglioramento operativo intrapreso ad inizio anno), ed all'implementazione del piano di riqualificazione della propria rete iniziato nel corso del 2012 volto a rendere la stessa più competitiva in termini di erogato medio e più sostenibile nel lungo periodo.

Con la definitiva interruzione delle attività di Raffinazione presso la Raffineria di Roma e la conseguente trasformazione del sito industriale in un polo logistico, l'esposizione nel settore si è ridotta in misura significativa rispetto al 2012, mentre verrà potenziato il ruolo strategico degli assets logistici del Gruppo.

Raffinazione costiera

Si prevede che i margini di raffinazione rimarranno sotto pressione ed al di sotto della media 2012 principalmente a seguito del prevedibile indebolimento della benzina nella seconda parte dell'anno e dell'abbondanza di distillati.

In tale contesto la cessione di un ulteriore 20% di ISAB S.r.l., avvenuta a inizio settembre 2012, ha consentito ad ERG di ridurre l'esposizione al settore raffinazione, con conseguenti benefici per il Gruppo sia in termini economici che di rafforzamento della struttura patrimoniale.

Per il settore Refining & Marketing nel suo complesso, alla luce della debolezza sia dei margini di raffinazione che della domanda di prodotti, ci si attendono per il 2013 risultati ancora molto deboli e sostanzialmente allineati al 2012.

Nel complesso per il 2013 si stima un EBITDA a valori correnti adjusted di Gruppo superiore ai 500 milioni di Euro, confermando l'indicazione data al mercato in occasione della presentazione del Piano Industriale 2013-2015.

RISCHI ED 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 petrolifero, energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

Genova, 6 agosto 2013

per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Edoardo Garrone



ORGANIGRAMMA SOCIETÀ GRUPPO ERG



Controllate

joint venture e collegate

(1) Le società detengono una partecipazione di controllo in sedici società non operative



**BILANCIO CONSOLIDATO
SEMESTRALE ABBREVIATO**

AL 30 GIUGNO 2013

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	30/06/2013	31/12/2012
ATTIVITÀ IMMATERIALI	1	408.752	268.636
AVVIAMENTO	2	119.129	22.896
IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	3	1.989.523	1.556.327
PARTECIPAZIONI:	4	533.273	558.024
– VALUTE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO		531.767	556.523
– ALTRE PARTECIPAZIONI		1.507	1.502
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE	5	70.946	16.323
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	38.171	–
ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE	6	265.657	208.743
ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	7	37.398	16.007
ATTIVITÀ NON CORRENTI		3.424.678	2.646.956
RIMANENZE	8	204.849	192.613
CREDITI COMMERCIALI	9	843.895	756.085
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	145.908	73.504
ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	10	220.043	128.695
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	60.266	14.064
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	11	93.212	37.257
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	56.407	8.313
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	12	811.267	999.325
ATTIVITÀ CORRENTI		2.173.266	2.113.975
ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE		–	–
TOTALE ATTIVITÀ		5.597.944	4.760.931
PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO	13	1.744.335	1.775.703
PATRIMONIO NETTO DI TERZI	14	211.042	195.399
PATRIMONIO NETTO		1.955.377	1.971.102
TRATTAMENTO FINE RAPPORTO	15	3.946	3.461
PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE	16	231.078	137.363
FONDI PER RISCHI ED ONERI NON CORRENTI	17	28.648	16.719
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	18	1.539.465	921.438
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	19	84.949	120.688
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	4.981	–
PASSIVITÀ NON CORRENTI		1.888.086	1.199.669
FONDI PER RISCHI ED ONERI CORRENTI	20	58.839	37.755
DEBITI COMMERCIALI	21	800.190	777.619
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	121.281	96.521
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	22	598.212	627.752
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	4.981	15.466
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	24	297.240	147.034
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	12.065	15.197
PASSIVITÀ CORRENTI		1.754.481	1.590.160
PASSIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE		–	–
TOTALE PASSIVITÀ		5.597.944	4.760.931

CONTO ECONOMICO

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	27	3.214.041	4.471.414
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	394.134	434.772
ALTRI RICAVI E PROVENTI	28	7.396	13.538
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	829	5.142
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE PRODOTTI	29	25.957	(79.407)
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME	30	(20.000)	(15.845)
COSTI PER ACQUISTI	31	(2.742.740)	(3.914.031)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	(114.091)	(174.394)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	(3.723)	-
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	32	(223.227)	(313.409)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	(89.793)	(208.925)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	(27.691)	(8.900)
COSTI DEL LAVORO	33	(35.247)	(33.136)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	(1.754)	-
MARGINE OPERATIVO LORDO ATTIVITÀ CONTINUE		226.180	129.124
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI	34	(104.236)	(72.906)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	-	-
PROVENTI (ONERI) DA CESSIONE RAMO D'AZIENDA	35	-	-
PROVENTI FINANZIARI	36	55.099	60.286
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	-	104
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	-	6.075
ONERI FINANZIARI	36	(93.912)	(83.985)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	40	-	(316)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	-	-
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	36	(38.813)	(23.699)
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI VALUTATE AL PATRIMONIO NETTO		(16.326)	(36.715)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	1.627	(34.098)
ALTRI PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI		9.180	(134)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	9.146	-
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	37	(7.146)	(36.849)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		75.985	(4.330)
IMPOSTE SUL REDDITO	38	(46.306)	(22.619)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	8.410	1.560
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE		29.679	(26.949)
RISULTATO NETTO DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ CEDUTE	41	-	-
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		29.679	(26.949)
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI		(26.557)	(21.822)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	39	-	1.794
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		3.122	(48.771)
(EURO)	NOTE	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE	41	0,022	(0,331)
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE DILUITO	41	0,022	(0,331)
RISULTATO NETTO DI GRUPPO PER AZIONE	41	0,022	(0,331)
RISULTATO NETTO DI GRUPPO PER AZIONE DILUITO	41	0,022	(0,331)

ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

(MIGLIAIA DI EURO)	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	29.679	(26.949)
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	34.611	(11.685)
VARIAZIONE TITOLI AVAILABLE FOR SALE	-	-
IMPOSTE SUL REDDITO RIFERITE ALLE ALTRE COMPONENTI DEL RISULTATO COMPLESSIVO	(11.768)	3.973
ALTRE COMPONENTI DEL RISULTATO COMPLESSIVO AL NETTO DELLE IMPOSTE	22.843	(7.712)
RISULTATO NETTO COMPLESSIVO	52.522	(34.661)
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(26.674)	(21.768)
RISULTATO NETTO COMPLESSIVO DI GRUPPO	25.848	(56.429)

RENDICONTO FINANZIARIO

(MIGLIAIA DI EURO)	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):		
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	29.679	(26.949)
– AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI DELLE IMMOBILIZZAZIONI	104.236	72.906
– VARIAZIONE NETTA DEI FONDI PER RISCHI E ONERI	19.965	6.305
– VARIAZIONE NETTA DELLE ATTIVITÀ (PASSIVITÀ) PER IMPOSTE ANTICIPATE (DIFFERITE)	(5.738)	(26.407)
– SVALUTAZIONE DEI CREDITI E CERTIFICATI VERDI	–	–
– PLUSVALENZE/MINUSVALENZE DA REALIZZO DI ATTIVITÀ NON CORRENTI	658	(853)
– QUOTA DEI RISULTATI DELLE PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO	16.326	36.715
– SVALUTAZIONE DI PARTECIPAZIONI	–	–
– PLUSVALENZA SU CONGUALIO CESSIONE PARTECIPAZIONE IN ISAB S.R.L.	(9.146)	–
– VARIAZIONE DEL TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	(229)	56
FLUSSO DI CASSA DELLA GESTIONE CORRENTE	155.751	61.773
VARIAZIONE DELLE ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DI ESERCIZIO		
– VARIAZIONE DELLE RIMANENZE	(5.841)	95.250
– VARIAZIONE DEI CREDITI COMMERCIALI	(12.137)	(14.611)
– VARIAZIONE DEI DEBITI COMMERCIALI	15.238	(217.270)
– VARIAZIONE NETTA DI ALTRI CREDITI/DEBITI E DI ALTRE ATTIVITÀ/PASSIVITÀ	32.298	13.556
	29.558	(123.075)
TOTALE	185.309	(61.302)
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)		
ACQUISIZIONI DI ATTIVITÀ IMMATERIALI E AVVIAMENTO	(3.563)	(1.383)
ACQUISIZIONI DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	(19.099)	(33.390)
INCREMENTI DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI PER MANUTENZIONE CICLICA	–	–
ACQUISIZIONI DI PARTECIPAZIONI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	(720)	(25)
INCASSO CONGUALIO CESSIONE ISAB S.R.L.	9.146	–
DISINVESTIMENTI DI ATTIVITÀ IMMATERIALI E AVVIAMENTO	–	465
DISINVESTIMENTI DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI E RELATIVE PLUS/MINUSVALENZE	(100)	1.743
DISINVESTIMENTI DI PARTECIPAZIONI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	(46.240)	(8.720)
TOTALE	(60.576)	(41.310)
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)		
NUOVI FINANZIAMENTI NON CORRENTI	35.140	2.020
RIMBORSI DI FINANZIAMENTI NON CORRENTI	(50.661)	(7.014)
VARIAZIONE NETTA DELLE ALTRE PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	(44.647)	11.847
VARIAZIONE NETTA DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI VERSO BANCHE	(72.715)	49.723
VARIAZIONE NETTA DELLE ALTRE ATTIVITÀ/PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	(134.505)	1.249
AUMENTI/RIMBORSI DI CAPITALE SOCIALE	–	–
ACQUISTO AZIONI PROPRIE	–	(25.647)
DIVIDENDI CORRISPOSTI A TERZI	(68.150)	(62.745)
ALTRE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO	22.746	(9.446)
TOTALE	(312.792)	(40.013)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO (A+B+C)	(188.058)	(142.625)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A INIZIO PERIODO	999.325	532.670
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(188.058)	(142.625)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO	811.267	390.045
INFORMAZIONI AGGIUNTIVE DEL RENDICONTO FINANZIARIO	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
PAGAMENTO IMPOSTE SUL REDDITO	42.500	4.413
INTERESSI PASSIVI PAGATI	21.440	25.160

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/ 2011	15.032	1.647.636	65.094	1.727.764	150.509	1.878.273
DESTINAZIONE DEL RISULTATO 2011	-	65.095	(65.095)	-	-	-
DISTRIBUZIONE DIVIDENDI	-	(58.980)	-	(58.980)	(3.765)	(62.745)
ACQUISTO AZIONI PROPRIE ⁽¹⁾	-	(25.647)	-	(25.647)	-	(25.647)
ALTRE VARIAZIONI ⁽²⁾	-	(1.727)	-	(1.727)	(7)	(1.734)
RISULTATO 1° SEMESTRE 2012	-	-	(48.771)	(48.771)	21.822	(26.949)
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE ⁽³⁾	-	(7.658)	-	(7.658)	(54)	(7.712)
VARIAZIONE TITOLI AVAILABLE FOR SALE	-	-	-	-	-	-
RISULTATO NETTO COMPLESSIVO	-	(7.658)	(48.771)	(56.429)	21.768	(34.661)
SALDO AL 30/06/2012	15.032	1.618.719	(48.772)	1.584.982	168.504	1.753.486
SALDO AL 31/12/2012	15.032	1.609.445	151.224	1.775.704	195.398	1.971.102
DESTINAZIONE DEL RISULTATO 2012	-	151.224	(151.224)	-	-	-
DISTRIBUZIONE DIVIDENDI	-	(57.121)	-	(57.121)	(11.029)	(68.150)
ALTRE VARIAZIONI	-	(97)	-	(97)	-	(97)
RISULTATO 1° SEMESTRE 2013	-	-	3.122	3.122	26.557	29.679
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE ⁽³⁾	-	22.726	-	22.726	117	22.843
VARIAZIONE TITOLI AVAILABLE FOR SALE	-	-	-	-	-	-
RISULTATO NETTO COMPLESSIVO	-	22.726	3.122	25.848	26.674	52.522
SALDO AL 30/06/2013	15.032	1.726.177	3.122	1.744.335	211.042	1.955.377

(1) per maggiori dettagli si rimanda al capitolo **Acquisto azioni proprie** del Bilancio Annuale al 31 dicembre 2012

(2) relative principalmente alla variazione della riserva di cash flow hedge delle imprese in joint venture

(3) al netto del relativo effetto fiscale

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

ERG opera nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili e da impianti termoelettrici, nella commercializzazione di energia elettrica, vapore e gas, nella raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi sia nel mercato italiano che internazionale.

CRITERI DI REDAZIONE

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2013, 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 2012.

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 2013 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.

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:

- gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, ammortamenti e svalutazione di attivo;

- gli accantonamenti per fondi rischi di natura ambientale e per passività correlate a contenziosi di natura legale e fiscale per i quali si ritiene probabile che si verificherà un esborso finanziario e l'ammontare delle perdite che ne deriveranno può essere ragionevolmente stimato;
- le imposte differite attive, la cui iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa dei piani industriali e dalla previsione di rinnovo dei consolidati fiscali;
- la valutazione del fair value dell'opzione put riconosciuta al Gruppo nell'ambito dell'accordo siglato con LUKOIL (si rimanda al paragrafo **Opzione Put su partecipazione in ISAB S.r.l.**);
- la procedura di verifica della tenuta di valore delle attività immateriali, materiali e delle altre partecipazioni, descritta in particolare nel paragrafo **Impairment test** implica – nella stima del valore d'uso – l'utilizzo di piani finanziari delle partecipate che sono basati su un insieme di assunzioni ed ipotesi relative ad eventi futuri ed azioni degli organi amministrativi delle partecipate, che non necessariamente si verificheranno. Analoghi processi estimativi sono necessari in caso di riferimento al valore di presumibile realizzo a causa dell'incertezza insita in ogni negoziazione.

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.

STAGIONALITÀ

I risultati operativi di ERG sono influenzati, oltre che dall'andamento dello scenario, dalla stagionalità sia delle condizioni anemologiche, generalmente più alte nella prima parte dell'anno, che della domanda di alcuni prodotti petroliferi e dalle fermate per manutenzione delle raffinerie e delle centrali elettriche.

Pertanto il risultato operativo ed il flusso di cassa del primo semestre possono non essere indicativi dell'andamento dell'intero esercizio.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO E CRITERI DI VALUTAZIONE

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2012.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI E INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2013

I seguenti Principi Contabili, emendamenti e interpretazioni sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2013:

- **IFRS 13 – Misurazione del fair value:** il principio illustra le modalità di determinazione del fair value ai fini del bilancio e si applica a tutti i principi che richiedono o permettono la misurazione del fair value o la presentazione di informazioni basate sul fair value.
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti all'**IFRS 7 – Strumenti finanziari:** informazioni integrative. L'emendamento richiede informazioni sugli effetti o potenziali effetti dei contratti di compensazione delle attività e passività finanziarie sulla Situazione patrimoniale-finanziaria.
- In data 16 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo **IAS 1 – Presentazione del Bilancio** che richiede alle imprese di indicare in modo separato le "Altre componenti di Conto Economico complessivo" che successivamente possono essere riclassificate a Conto Economico. L'emendamento sarà applicabile dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° luglio 2012.

- In data 16 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo **IAS 19 – Benefici ai dipendenti** che elimina l'opzione di differire il riconoscimento degli utili e delle perdite attuariali con il metodo del corridoio, richiedendo la presentazione nella Situazione patrimoniale e finanziaria del deficit o surplus del fondo, il riconoscimento delle componenti di costo legate alla prestazione lavorativa e gli oneri finanziari netti nel Conto Economico, e il riconoscimento degli utili e perdite attuariali che derivano dalla rimisurazione delle passività e attività tra gli "Altri utili/(perdite) complessivi". Inoltre, il rendimento delle attività incluso tra gli oneri finanziari netti dovrà essere calcolato sulla base del tasso di sconto delle passività e non più del rendimento atteso delle attività. L'emendamento infine, introduce nuove informazioni addizionali da fornire nelle note al bilancio. L'emendamento sarà applicabile dall'esercizio avente inizio dopo o dal 1° gennaio 2013.

Lo IASB ha emesso inoltre i seguenti emendamenti, il cui processo di omologazione da parte dell'Unione Europea risulta essere concluso alla data della presente Relazione:

- **IAS 1 – Presentazione del Bilancio.** Le modifiche chiariscono che nel caso vengano fornite informazioni comparative addizionali, queste devono essere presentate in accordo con gli IAS/IFRS. Inoltre si chiarisce che nel caso in cui un'entità modifichi un principio contabile o effettui una rettifica/riclassifica retroattiva la stessa entità dovrà presentare uno Stato Patrimoniale anche all'inizio del periodo comparativo ("terzo Stato Patrimoniale" negli schemi di bilancio), mentre nella Nota Integrativa non sono richieste disclosures comparative anche per tale "terzo Stato Patrimoniale", a parte le voci interessate.
- **IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari** in cui si chiarisce che i servicing equipment dovranno essere classificati nella voce "Immobili, impianti e macchinari" se utilizzati per più di un esercizio, nelle rimanenze di magazzino in caso contrario.
- **IAS 32 – Strumenti Finanziari:** esposizione nel bilancio per chiarire che le imposte dirette sulle distribuzioni ai possessori di strumenti di capitale e sui costi di transazione sugli strumenti di capitale seguono le regole dello IAS 12.
- **IAS 34 – Bilanci intermedi:** per chiarire che il totale delle attività per un reportable segment dovrà essere riportato solo se tale informazione è regolarmente fornita al chief operating decision maker dell'entità e si è verificato un cambiamento materiale nel totale delle attività del segmento rispetto a quanto riportato nell'ultimo Bilancio annuale.

Non si segnalano effetti significativi sul Bilancio del Gruppo in relazione all'adozione dei suddetti principi.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA, MA NON ANCORA APPLICABILI SE NON IN VIA ANTICIPATA (EARLY ADOPTION)

Infine, lo IASB ha emesso i seguenti emendamenti, il cui processo di omologazione da parte dell'Unione Europea si è completato entro la data della presente Relazione, ma gli stessi non sono stati adottati in via anticipata dal Gruppo.

- **IFRS 10 – Bilancio Consolidato:** il principio sostituisce il SIC-12 Consolidamento – società a destinazione specifica (società veicolo) e alcune parti dello IAS 27 – Bilancio Consolidato e Separato il quale modificherà la propria denominazione in IAS 27 – Bilancio Separato e disciplinerà il trattamento contabile delle partecipazioni nel Bilancio Separato. Il nuovo principio IFRS 10 individua nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel Bilancio Consolidato della controllante, fornendo una guida per determinare l'esistenza del controllo nei casi di difficile interpretazione.
- **Guida alla transizione (IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12),** in data 28 giugno 2012, lo IASB ha emesso il documento "Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements and Disclosure of Interests in Other Entities" che fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12.
- **IFRS 11 – Accordi di compartecipazione:** il principio sostituisce lo IAS 31 – Partecipazioni in joint venture e il SIC-13 – Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo. Il nuovo principio fornisce dei criteri per l'individuazione degli accordi di compartecipazione basati sui diritti e sugli obblighi derivanti dagli accordi piuttosto che sulla forma legale degli stessi e stabilisce come unico metodo di contabilizzazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto nel Bilancio Consolidato, il metodo del patrimonio netto.
- **IFRS 12 – Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese:** il principio ha lo scopo di illustrare le informazioni aggiuntive da fornire in merito alle partecipazioni (imprese controllate, gli accordi di compartecipazione, collegate, società a destinazione specifica e altre società veicolo non consolidate).
- **IAS 27 – Bilancio Consolidato e Separato:** l'emendamento allo IAS 27 ha l'obiettivo di fornire le norme da applicare nella contabilizzazione delle partecipazioni in controllate, joint venture e collegate nella redazione del Bilancio Separato. L'emendamento, quindi, mantiene inalterato quanto prescritto per il Bilancio Separato, sostituendo le parti relative al Bilancio di Esercizio con quanto prescritto dal nuovo IFRS 10, a cui si rimanda per maggior dettaglio.
- **IAS 28 – Partecipazioni in società controllate e joint venture:** l'emendamento allo IAS 28 (come modificato nel 2011) definisce i requisiti per l'applicazione del metodo del patrimonio netto nella contabilizzazione delle partecipazioni in società collegate e joint venture.
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo **IAS 32 – Strumenti Finanziari:** esposizione nel Bilancio, per chiarire l'applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32. Gli emendamenti saranno applicabili in modo retrospettivo per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.

Al momento si ritiene che l'adozione di tali modifiche non comporterà effetti significativi sul Bilancio del Gruppo.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO

In data 12 novembre 2009 lo IASB ha emesso il seguente nuovo principio che sarà applicabile a partire dal 1° gennaio 2015. Si precisa che alla data della presente Relazione gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'applicazione dell'emendamento.

- **IFRS 9 – Strumenti finanziari.** Le modifiche sono relative ai criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al fair value. Le nuove disposizioni, inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate siano valutate al fair value con imputazione degli effetti a Conto Economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di trading, è consentito rilevare le variazioni di fair value nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a Conto Economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a Conto Economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Inoltre in data 28 ottobre 2010 lo IASB ha integrato le disposizioni dell'IFRS 9 includendo i criteri di rilevazione e valutazione delle passività finanziarie. In particolare, le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, che, in caso di valutazione di una passività finanziaria al fair value con imputazione degli effetti a Conto Economico, le variazioni del fair value connesse a modifiche del rischio di credito dell'emittente (c.d. own credit risk) siano rilevate nel prospetto dell'utile complessivo; è prevista l'imputazione di detta componente a Conto Economico per assicurare la simmetrica rappresentazione con altre poste di bilancio connesse con la passività evitando accounting mismatch. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio dal o dopo il 1° gennaio 2015.

Lo IASB ha emesso inoltre i seguenti emendamenti, il cui processo di omologazione da parte dell'Unione Europea non risulta ancora concluso alla data della presente Relazione.

- Società di investimento (**IFRS 10; IFRS 12 e IAS 27**): in data 31 ottobre 2012 lo IASB ha emesso il documento "Investment Entities" che va a regolamentare le attività svolte da particolari tipi di società qualificate come società di investimento. Lo IASB identifica come società di investimento le società che investono con il solo scopo di ottenere un incremento del capitale investito o provento dall'investimento o entrambi. Le disposizioni saranno efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014
- Il 29 maggio 2013 lo IASB ha pubblicato l'emendamento allo **IAS 36** Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets, che limita l'obbligo di indicare nelle disclosures il valore recuperabile delle attività o delle cash generating units (CGU), richiede esplicitamente di fornire informazioni sul discount rate utilizzato per determinare un impairment loss (o un reversal) quando il valore recuperabile (basato sul fair value less cost to sell) è determinato usando la tecnica del present value

Al momento si ritiene che l'adozione di tali modifiche non comporterà effetti significativi sul Bilancio del Gruppo.

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 ed 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 ed 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.

Per maggiori dettagli relativi alla variazione dell'area di consolidamento del periodo si rimanda a quanto commentato nel capitolo successivo.

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:

SOCIETÀ	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DIRETTA	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DEL GRUPPO	CAPITALE SOCIALE ⁽¹⁾	PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾
ERG S.P.A.					
ERG NUOVE CENTRALI S.P.A.	SIRACUSA	100,00%	100,00%	5.000	10.813
ERG OIL SICILIA S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	6.310	35.370
ERG RENEW S.P.A.	GENOVA	100,00%	100,00%	100.000	516.830
ISAB ENERGY S.R.L.	SIRACUSA	51,00%	51,00%	5.165	484.966
ISAB ENERGY SERVICES S.R.L.	SIRACUSA	51,00%	51,00%	700	8.387
ERG NUOVE CENTRALI S.P.A.					
ERG POWER S.R.L.	SIRACUSA	100,00%	100,00%	5.000	81.752
ERG RENEW S.P.A.					
EOLO S.R.L.	ATINA (FR)	51,00%	51,00%	20	1.752
ERG EOLICA ADRIATICA S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	10	73.584
ERG EOLICA AMARONI S.R.L.	CATANZARO	100,00%	100,00%	10	213
ERG EOLICA BASILICATA S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	38	(290)
ERG EOLICA CALABRIA S.R.L.	CATANZARO	100,00%	100,00%	10	184
ERG EOLICA CAMPANIA S.P.A.	GENOVA	100,00%	100,00%	120	36.431
ERG EOLICA FAETO S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	10	7.700
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO S.R.L.	CATANZARO	100,00%	100,00%	50	19.664
ERG EOLICA GINESTRA S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	10	1.591
ERG EOLICA S. CIREO S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	3.500	25.478
ERG EOLICA S. VINCENZO S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	3.500	17.428
ERG EOLICA TIRRENO S.R.L.	PALERMO	100,00%	100,00%	10	79
ERG EOLIENNE FRANCE S.A.S.	PARIGI	100,00%	100,00%	50	(10.229)
ERG WIND INVESTMENTS LTD. ⁽²⁾	GIBILTERRA	100,00%	100,00%	88	(28)
GREEN VICARI S.R.L.	PALERMO	100,00%	100,00%	119	12.223
ERG EOLIENNE FRANCE S.A.S.					
EOLIENNES DU VENT SOLAIRE S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	37	(2.016)
PARC EOLIEN DE LIHUS S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	1.114	(510)
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	1.114	(958)
PARC EOLIEN DE LA BRUYÈRE S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	1.060	(212)
PARC EOLIEN DU CARREAU S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	861	1.095
PARC EOLIEN LES MARDEAUX S.A.S.	PARIGI (F)	100,00%	100,00%	1.097	(1.085)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) società acquisita in data 13 febbraio 2013 - si veda il paragrafo **Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)**

SOCIETÀ	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DIRETTA	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DEL GRUPPO	CAPITALE SOCIALE ⁽¹⁾	PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾
(MIGLIAIA DI EURO)					
ERG WIND INVESTMENTS LTD.					
ERG WIND HOLDINGS (ITALY) S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	12	712.505
ERG WIND MEI 1-14-1 LTD.	LONDRA	100,00%	100,00%	–	(112.015)
ERG WIND MEI 1-14-2 LTD.	LONDRA	100,00%	100,00%	–	(27.716)
ERG WIND MEI 2-14-1 LTD.	LONDRA	100,00%	100,00%	–	2.872
ERG WIND MEI 2-14-2 LTD.	LONDRA	100,00%	100,00%	–	1.222
ERG WIND FINANCE LIMITED LTD.	DUBLINO	100,00%	100,00%	200	604
ERG WIND HOLDINGS (ITALY) S.R.L.					
ERG WIND SARDEGNA S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	33.774
ERG WIND SICILIA 6 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	34.068
ERG WIND 4 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	6.633	27.829
ERG WIND LEASING 4 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	10	224
ERG WIND SARDEGNA S.R.L.					
ERG WIND SICILIA 2 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	78	38.907
ERG WIND SICILIA 4 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	13.640
ERG WIND SICILIA 5 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	18.955
ERG WIND 2000 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	78	26.835
ERG WIND SICILIA 6 S.R.L.					
ERG WIND 6 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	47.864
ERG WIND SICILIA 3 S.R.L.	ROMA	100,00%	100,00%	77	31.465
ERG WIND MEI 1-14-1 LTD.					
ERG WIND ENERGY S.R.L.	ROMA	80,00%	100,00%	1.000	157.185
ERG WIND MEI 1-14-2 LTD. ⁽¹⁾					
ERG WIND MEI 2-14-1 LTD.					
ERG WIND MEG 1 LLP	LONDRA	80,00%	100,00%	33	26
ERG WIND MEG 2 LLP	LONDRA	80,00%	100,00%	28	22
ERG WIND MEG 3 LLP	LONDRA	80,00%	100,00%	34	26
ERG WIND MEG 4 LLP	LONDRA	80,00%	100,00%	30	23
ERG WIND MEI 2-14-2 LTD. ⁽²⁾					

(1) la società detiene il restante 20% della controllata ERG Wind Energy S.r.l.

(2) la società detiene il restante 20% delle medesime controllate di ERG Wind MEI 2-14-1

Elenco delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto:

SOCIETÀ (MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIP. DIRETTA	QUOTA DI PARTECIP. GRUPPO	CAPITALE SOCIALE ⁽¹⁾	PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾	VALORE DI BILANCIO AL 30/06/2013
SOCIETÀ COLLEGATE:						
ERG S.P.A.						
I-FABER S.P.A.	MILANO	23,00%	23,00%	5.652	14.169	3.007
ISAB S.R.L. ⁽²⁾	SIRACUSA	20,00%	20,00%	50.000	1.131.355	249.008
						252.015
SOCIETÀ IN JOINT VENTURE:						
ERG S.P.A.						
IONIO GAS S.R.L. IN LIQUIDAZIONE	SIRACUSA	50,00%	50,00%	200	1.675	839
TOTALERG S.P.A. ⁽³⁾	ROMA	51,00%	51,00%	47.665	398.590	269.343
ERG RENEW S.P.A.						
LUKERG RENEW GMBH ⁽⁴⁾	VIENNA	50,00%	50,00%	35	(1.831)	–
ISAB ENERGY SOLARE S.R.L. ⁽⁵⁾	SIRACUSA	51,00%	51,00%	100	51	–
ERG POWER S.R.L.						
PRIOLO SERVIZI S.C.P.A. ⁽⁶⁾	SIRACUSA	20,85%	20,85%	25.600	45.032	9.570
						279.752
TOTALE						531.767

(1) dati riferiti al 2012 per le imprese controllate e joint ventures; ultimi bilanci approvati alla data del Consiglio di Amministrazione per le imprese collegate e le altre imprese.

(2) si veda il paragrafo successivo **Opzione Put su partecipazione in ISAB S.r.l.**

(3) in joint venture con Total Holding Europe S.a.s., la quale in data 1° luglio ha ceduto la titolarità della sua partecipazione in TotalErg S.p.A. a Total Raffinage Marketing, società anch'essa appartenente al Gruppo Total

(4) in joint venture con LUKOIL-Ecoenergo.

(5) in joint venture con Princemark Limited (gruppo IPM)

(6) la società consortile è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l. (38,4%) e con gli altri soci del gruppo Versalis S.p.A. (36,5%) e Syndial (4,25%)

Elenco delle partecipazioni valutate al costo:

SOCIETÀ (MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIP. DIRETTA	QUOTA DI PARTECIP. GRUPPO	CAPITALE SOCIALE	PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾	VALORE DI BILANCIO AL 30/06/2013
SOCIETÀ CONTROLLATE: ⁽²⁾						
ERG S.P.A.						
ERG PETRÓLEOS S.A.	MADRID (E)	100,00%	100,00%	3.050	(4.654)	–
ERG RENEW S.P.A.						
ERG EOLICA LUCANA ⁽²⁾	GENOVA	100,00%	100,00%	10	N.D.	10
EOLICO TROINA S.R.L.	PALERMO	99,00%	99,00%	20	(18)	25
						35
SOCIETÀ COLLEGATE (CONSORTILI): ⁽³⁾						
ERG S.P.A.						
CONSORZIO DELTA TI RESEARCH	MILANO	50,00%	50,00%	50	50	45
ERG RENEW S.P.A.						
CONSORZIO DYEPower	ROMA	24,95%	24,95%	1.702	1.651	931
						976
ALTRE SOCIETÀ:						
ERG S.P.A.						
CAF INTERREG. DIPENDENTI S.R.L.	VICENZA	0,04%	0,06%	276	1.008	0
EMITTENTI TITOLI S.P.A.	MILANO	0,51%	0,51%	4.264	6.867	26
MEROIL S.A.	BARCELONA (E)	0,87%	0,87%	19.077	41.808	310
R.U.PE. S.P.A.	GENOVA	4,86%	4,86%	3.058	3.117	155
ISAB ENERGY S.R.L.						
I.A.S. - INDUSTRIA ACQUA SIRACUSANA S.P.A.	SIRACUSA	5,00%	2,55%	102	108	5
						496
TOTALE						1.507

(1) dati riferiti al 2012 per le imprese controllate; ultimi bilanci approvati alla data del Consiglio di Amministrazione per le imprese collegate e altre imprese

(2) società costituita in data 16 maggio 2013

(3) società valutate al costo in quanto non operative

Di seguito vengono riepilogate le operazioni su partecipazioni del Gruppo.

In data **28 gennaio 2013** è stata effettuata la rinuncia di una parte del credito finanziario nei confronti di ISAB Energy Solare S.r.l. per un importo pari a 41 migliaia di Euro; tale importo è andato ad incrementare il relativo valore della partecipazione.

In data **28 marzo 2013**, in linea con gli accordi previsti tra i soci, ERG Power S.r.l. ha acquistato 386.560 azioni pari complessivamente all'1,51% della partecipazione posseduta in Priolo Servizi S.C.p.A.

In data **16 maggio 2013**, è stata costituita la società ERG Eolica Lucana S.r.l. La società al 30 giugno 2013 non risulta ancora operativa.

Infine si ricorda che in data 13 settembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di ERG Renew ha approvato la cessione della partecipazione detenuta in **Eolo S.r.l.** al 51% al socio di minoranza in quanto ritenuta non strategica per posizionamento geografico e configurazione tecnica. La suddetta cessione è subordinata all'ottenimento da parte dell'acquirente del supporto finanziario per subentrare nel finanziamento infragruppo in essere. Al 30 giugno 2013 tale condizione sospensiva non si è ancora realizzata.

Nel presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, vista la scarsa significatività della società Eolo S.r.l., non si è proceduto comunque ad esporre le relative attività e passività destinate ad essere cedute secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE

LUKERG Renew GmbH

La partecipata – in joint venture con LUKOIL Ecoenergo – è consolidata ad equity a partire dal 1° luglio 2012 in considerazione dell'avviata operatività a seguito dell'acquisizione, avvenuta nel mese di giugno 2012, dei parchi eolici in Bulgaria, nella regione di Dobrich, per una capacità installata pari a complessivi 40 MW. Inoltre a fine 2012 LUKERG Renew ha perfezionato il closing dell'acquisizione da Inergia S.p.A. (Gruppo Santarelli) del 100% del capitale di Land Power S.r.l., società di diritto rumeno titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Romania, nella regione di Tulcea, con una capacità prevista di oltre 84 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 200 GWh all'anno. LUKERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel primo trimestre 2013 per entrare in operatività nei primi sei mesi del 2014.

In data **28 giugno 2013** LUKERG Renew ha perfezionato il closing con Vestas per l'acquisto del 100% del parco eolico di Gebeleisis in Romania. Il parco si trova nella regione di Galati, pienamente operativo da febbraio 2013, ha una capacità installata complessiva di 70 MW e una produzione annua media attesa superiore ai 165 GWh. Il valore dell'acquisizione, in termini di enterprise value, è di 109,2 milioni.

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.

Si ricorda che, vista la rilevante significatività di TotalErg ed al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici esposti nella Relazione intermedia sulla Gestione comprendono il contributo, per la quota di spettanza ERG, del risultato a valori correnti della joint venture TotalErg S.p.A.

ISAB Energy Solare S.r.l.

La Società – in joint venture con Princemark Limited (gruppo IPM) – svolge la propria attività nel settore delle energie rinnovabili, in particolare opera nella produzione di energia elettrica da fonte solare.

La società detiene un impianto fotovoltaico presso il sito industriale di ISAB Energy S.r.l. a Priolo Gargallo SR) per la produzione di energia elettrica per una potenza installata pari a 968 kW entrato in esercizio commerciale a giugno 2011.

Altre società in joint venture

La società Priolo Servizi S.c.p.A. è una società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (20,9%), ISAB S.r.l. (38,4%) e da parte degli altri soci del gruppo Versalis S.p.A. (36,5%) e Syndial (4,3%).

La società Ionio Gas S.r.l. – in joint venture con Shell Energy Italia S.r.l. – è stata messa in liquidazione nel corso del quarto trimestre 2012.

ACQUISIZIONE IP MAESTRALE (ORA ERG WIND)

In data 13 febbraio 2013 ERG ha perfezionato con International Power Consolidated Holding Ltd. (100% GDF SUEZ) il closing per l'acquisto, attraverso la controllata ERG Renew, dell'80% del capitale di IP Maestrale Investments Ltd., primario operatore in Italia nel settore dell'energia rinnovabile da fonte eolica.

L'Assemblea di IP Maestrale, in pari data, ha deliberato il cambio di denominazione della società in ERG Wind Investments Ltd.

In occasione della presente Relazione si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation in base alle informazioni disponibili.

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

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

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

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

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo complessivo provvisorio dell'acquisizione è stato pari a 35 milioni. In particolare il valore dell'acquisizione, enterprise value, è stato di 859 milioni, pari a circa 1,35 milioni per MW installato. ERG ha riconosciuto al venditore un corrispettivo provvisorio per l'equity di 28,2 milioni per l'80% del capitale sociale di IP Maestrale.

Nell'ambito degli accordi, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che potrà 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 si è assunta come certa l'acquisizione delle quote di terzi con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle quote di minoranze e la rilevazione della corrispondente attività finanziaria immobilizzata (7 milioni).

Nel corso del mese di luglio 2013 le parti hanno concordato l'importo del corrispettivo definitivo complessivo per 23 milioni, che ha determinato un conguaglio positivo a favore di ERG di 12 milioni.

Si evidenzia inoltre che il corrispettivo complessivo pari a 23 milioni, sopra descritto, fa riferimento ai corrispettivi scambiati per l'acquisizione in oggetto, e non considera l'importo di eventuali aggiustamenti prezzi relativi a clausole di garanzia a tutela del Gruppo ERG che sono stati invece considerati ai fini della presente purchase price allocation. Tali aggiustamenti sono stati rilevati in contropartita nelle altre passività non correnti.

Infine si segnalano oneri accessori legati alla suddetta operazione di acquisizione pari a complessivi 11 milioni, al netto del relativo effetto fiscale, i quali, nella presente Relazione finanziaria semestrale, sono stati portati a Conto Economico in base a quanto previsto dall'IFRS 3 e considerati tra le poste non ricorrenti.

Valutazione delle attività e passività del Gruppo ERG Wind alla data di acquisizione

Di seguito è esposto il dettaglio delle attività e passività acquisite al loro valore contabile ed al loro valore rideterminato, in base a quanto disposto dall'IFRS 3 ("Acquisition Method"), per tenere conto del loro fair value.

	GRUPPO ERG WIND	RETTIFICA ALLA SITUAZIONE DI ACQUISIZIONE	GRUPPO ERG WIND RETTIFICATO
ATTIVITÀ IMMATERIALI	345	150.622 A)	150.967
AVVIAMENTO	88.268	(88.268) B)	–
IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	504.153	–	504.153
PARTECIPAZIONI	2	–	2
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE	31.954	–	31.954
ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE	52.656	11.845 C)	64.501
ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	22.133	–	22.133
ATTIVITÀ NON CORRENTI	699.511	74.199	773.710
RIMANENZE	6.395	–	6.395
CREDITI COMMERCIALI	75.673	–	75.673
ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	76.939	(36.648) D)	40.291
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	–	–	–
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	25.600	–	25.600
ATTIVITÀ CORRENTI	184.607	(36.648)	147.959
TOTALE ATTIVITÀ	884.118	37.551	921.669
PATRIMONIO NETTO	(399.818)	336.488	(63.330)
TRATTAMENTO FINE RAPPORTO	714	–	714
PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE	19.887	87.153 E)	107.040
FONDI PER RISCHI ED ONERI NON CORRENTI	–	–	–
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	904.198	(144.936) F)	759.262
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	2.421	–	2.421
PASSIVITÀ NON CORRENTI	927.220	(57.783)	869.437
FONDI PER RISCHI ED ONERI CORRENTI	13.048	–	13.048
DEBITI COMMERCIALI	7.333	–	7.333
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	250.517	(207.342) G)	43.175
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	85.818	(33.812) D)	52.006
PASSIVITÀ CORRENTI	356.716	(241.154)	115.562
TOTALE PASSIVITÀ	884.118	37.551	921.669

Nella determinazione del fair value delle attività e passività acquisite, le principali differenze individuate si riferiscono:

- a) alla valutazione, per 151 milioni, delle attività immobilizzate e in particolare dei contratti e delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica a tariffa incentivata per i parchi eolici in esercizio. La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria sulla base sostanzialmente di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- b) allo storno dell'avviamento in capo alla società ERG Wind 4 S.r.l., necessario ai fini del successivo esercizio di purchase price allocation, così come previsto dall'IFRS 3;
- c) alla fiscalità differita attiva relativa alle scritture in oggetto;
- d) allo storno di oneri differiti;
- e) alla fiscalità differita passiva relativa alle scritture in oggetto;
- f) alla valutazione della passività finanziaria relativa al finanziamento, rettificato in diminuzione per 145 milioni, originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione. Si precisa che le passività finanziarie correnti comprendono il fair value negativo del derivato IRS di copertura per 124 milioni.
- g) alla rinuncia, effettuata dal precedente socio, di un finanziamento di 207 milioni, già prevista negli accordi legati alla cessione del Gruppo ERG Wind ad ERG, e successivamente finalizzata nel corso del primo trimestre 2013.

Determinazione dell'avviamento residuo

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento: in esame.

CORRISPETTIVO COMPLESSIVO DELL'ACQUISIZIONE	32.904
PATRIMONIO NETTO GRUPPO ERG WIND RETTIFICATO	(63.330)
AVVIAMENTO	96.234

Si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione. Relativamente alla definizione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione, si rimanda a quanto già descritto nei paragrafi precedenti.

Contributo ERG Wind al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013

Il contributo economico del Gruppo ERG Wind nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2013) e la data di chiusura del semestre è stato il seguente:

RICAVI TOTALI	102.135
MARGINE OPERATIVO LORDO	78.073
RISULTATO OPERATIVO	48.663
RISULTATO NETTO	16.899

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo al 1° gennaio 2013 è pari a 800 milioni e si riferisce al corrispettivo scambiato per l'acquisizione (23 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite, comprensiva della passività del fair value dei derivati e dell'effetto positivo derivante dalla valutazione al fair value del finanziamento, come sopra già commentato.

	GRUPPO ERG WIND RETTIFICATO	ACQUISIZIONE PARTECIPAZIONE	IMPATTO SU CONSOLIDATO
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	759.262	–	759.262
INDEBITAMENTO FINANZIARIO MEDIO-LUNGO TERMINE	759.262	–	759.262
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	43.175	–	43.175
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	(25.600)	23.083	(2.517)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO A BREVE TERMINE	17.575	23.083	40.658
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	776.837	23.083	799.920

IMPAIRMENT TEST

Lo IAS 36 precisa che ad 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 si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto alle attese e alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

Per quanto riguarda le CGU riconducibili ai settori Energia (Rinnovabili e Termoelettrico) 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 predette Cash Generating Unit e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2012.

In riferimento alla partecipata TotalErg, si ricorda che nel corso del 2012 TotalErg ha avviato un progetto di trasformazione della Raffineria di Roma in un polo logistico ed un piano di razionalizzazione della rete commerciale. Inoltre, nell'esercizio 2012 sono stati riscontrati elementi di criticità causati da una significativa volatilità, particolarmente accentuata a partire dal secondo trimestre del 2012, dello scenario Oil e del mercato di riferimento nel quale opera la medesima CGU. Tale volatilità di scenario si è riflessa in modo negativo specificamente sia sui risultati consuntivi della partecipata che sulle previsioni di redditività attesa.

In occasione del Bilancio annuale 2012 si era proceduto a verificare il valore della partecipazione in considerazione degli elementi di criticità sopra commentati.

L'incarico di tale verifica è stato affidato all'inizio del 2013 ad un esperto indipendente che ha condotto l'analisi utilizzando le elaborazioni di Piano già predisposte dal management di TotalErg a beneficio del socio ERG S.p.A. ed utilizzate da quest'ultimo ai fini del Piano industriale 2013-2015 del Gruppo ERG presentato alla comunità finanziaria in data 19 dicembre 2012. Tali assunzioni sono state in seguito integrate sulla base di aggiornamenti legati a progetti di sviluppo elaborati successivamente.

Ai fini del test, la CGU è costituita da TotalErg S.p.A. e dalle proprie partecipazioni, controllate e collegate.

L'impairment test conseguentemente condotto aveva evidenziato un valore recuperabile della partecipazione in linea con il valore di iscrizione della stessa nel Bilancio annuale al 31 dicembre 2012.

Ai fini della presente Relazione finanziaria semestrale, sono stati riscontrati elementi di criticità causati dalla volatilità dello scenario oil e dall'andamento del mercato di riferimento nella quale opera TotalErg.

Tali elementi di incertezza si sono riflessi negativamente nei risultati del primo semestre. In considerazione delle condizioni di mercato sopra descritte gli Amministratori non possono escludere che tali risultati possano trovare conferma anche in visione prospettica. Sulla base delle considerazioni sopra esposte, gli Amministratori si riservano di monitorare nel secondo semestre i possibili impatti conseguenti al perdurare delle incertezze che caratterizzano il quadro macroeconomico di riferimento ed in particolare valuteranno se il perdurare di tali incertezze potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore tale da richiedere un adeguamento del valore contabile delle attività iscritte in Bilancio.

OPZIONE PUT SU PARTECIPAZIONE IN ISAB S.R.L.

L'accordo siglato con LUKOIL in data 1° dicembre 2008 prevedeva il riconoscimento a ERG S.p.A. di un'opzione put relativamente alla propria partecipazione del 51%. Il prezzo di esercizio dei diritti per il 100% degli assets conferiti in ISAB S.r.l. (non inclusivo dello stoccaggio minimo operativo) è a valori di mercato (fair market value) all'interno di un intervallo (collar) che prevede un massimo (cap) pari a 2.750 milioni e un minimo (floor) pari a 2.000 milioni, ridotto di 15 milioni a seguito degli accordi del febbraio 2009.

L'opzione put è esercitabile a discrezione di ERG S.p.A., a partire dal 2010 e per una durata di 4 anni, a un prezzo di esercizio sostanzialmente corrispondente al fair value alla data di esercizio. Si ricorda inoltre che l'accordo prevede che l'opzione sia esercitabile nell'arco di 4 anni in una o più soluzioni, non più di una volta ogni 12 mesi, con le precisazioni sotto esposte.

Cessione 11% ISAB S.r.l. nel 2011

In data 31 gennaio 2011 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato l'esercizio dell'opzione put per una quota pari all'11% di ISAB S.r.l. Il valore della cessione a LUKOIL della partecipazione dell'11% in ISAB (escluso il magazzino) è di 205 milioni; secondo le previsioni contrattuali, l'esercizio della opzione è avvenuta al floor.

Il closing dell'operazione è avvenuto con l'incasso di un corrispettivo provvisorio in data 1° aprile 2011, pari a 241 milioni (inclusivo del valore del magazzino) e di un conguaglio in data 26 ottobre 2011 a titolo definitivo per 3,5 milioni a fronte dei quali è stata rilevata una plusvalenza pari a 109 milioni, considerata posta non ricorrente.

Cessione 20% ISAB S.r.l. nel 2012

In data 3 settembre 2012 è stato perfezionato il closing dell'operazione relativa all'esercizio dell'opzione put da parte di ERG per una quota pari al 20% del capitale di ISAB S.r.l. LUKOIL ha pagato ad ERG un prezzo provvisorio di 485 milioni di Euro, inclusivo del valore del magazzino, rilevando nel 2012 un plusvalenza, al netto degli effetti fiscali pari a 222 milioni. In data 31 gennaio 2013 è stato incassato il conguaglio relativo al prezzo definitivo di cessione, per un importo positivo pari a 9 milioni, con conseguente rilevazione di una plusvalenza di pari importo nel presente semestre.

A seguito dell'operazione la quota partecipativa di ERG è passata dal 40% al 20%, configurandosi come partecipazione di minoranza e non più a controllo congiunto.

I sopra indicati impatti a Conto Economico sono stati considerati tra le poste non ricorrenti. ERG ha mantenuto una presenza nel Consiglio di Amministrazione di ISAB e nei comitati gestionali, mentre l'Operating Processing Agreement è stato temporaneamente modificato in linea con il nuovo posizionamento di ERG all'interno di ISAB. Sono rimaste immutate le altre condizioni.

In conseguenza a quanto sopra descritto, il contributo economico di ISAB S.r.l. nel 2013 è rappresentato dal 20% del risultato economico della società, mentre nel 2012 è rappresentato dal 40% dello stesso fino ad agosto 2012 e dal 20% da settembre 2012.

Per quanto riguarda la valutazione del fair value dell'opzione put in essere al 31 dicembre 2012 si rimanda al paragrafo successivo.

Valutazione opzione put

I già citati accordi del settembre 2012 tra ERG e LUKOIL hanno modificato gli accordi sottoscritti nel 2008, in particolare con riferimento al periodo di lock-up di ERG per l'esercizio della put sulla rimanente quota del 20% di ISAB, esteso ora sino al 1° ottobre 2013. Inoltre è stato previsto che, nel caso in cui ERG eserciti l'opzione put sulla rimanente quota del 20% tra il 1° ed il 31 ottobre 2013, le parti si impegnino a perfezionare la transazione nei giorni compresi tra il 15 e il 31 dicembre 2013.

Il fair value dell'opzione put, relativa al 20% detenuto al 30 giugno 2013, dipende dal fair value del sottostante.

Come già evidenziato nel Bilancio 2012, sulla base di un apposito studio predisposto da esperti indipendenti la valutazione dell'opzione non risulta quantificabile in quanto la gamma di stime ragionevoli di fair value risulta molto ampia e le probabilità delle varie stime non possono essere valutate ragionevolmente dal momento che nel processo di valutazione intervengono variabili riconducibili a elementi negoziali, alla natura non standard del sottostante (che comporta considerazioni non solo di tipo finanziario ma anche industriale) nonché a elementi connessi alla modalità dell'esercizio dell'opzione.

Per queste motivazioni, in conformità alle indicazioni previste dallo IAS 39 e di quanto rappresentato nei bilanci precedenti, non è stato possibile valutare al fair value l'opzione put al 30 giugno 2013.

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

NOTA 1 – ATTIVITÀ IMMATERIALI

	CONCESSIONI E LICENZE	ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI	ATTIVITÀ IN CORSO	TOTALE
COSTO STORICO	309.183	61.356	1.815	372.354
AMMORTAMENTI	(60.655)	(43.063)	–	(103.718)
SALDO AL 31/12/2012	248.528	18.293	1.815	268.636
ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	–	–	–	–
MOVIMENTI DEL PERIODO:				
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO	150.680	285	2	150.967
ACQUISIZIONI	1.000	398	2.125	3.523
CAPITALIZZAZIONI/RICLASSIFICHE	147	984	(1.134)	(3)
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	–	–	–	–
AMMORTAMENTI	(11.905)	(2.508)	–	(14.413)
ALTRE VARIAZIONI	42	–	–	42
COSTO STORICO	461.038	68.978	2.808	532.824
AMMORTAMENTI	(72.546)	(51.526)	–	(124.072)
SALDO AL 30/06/2013	388.492	17.452	2.808	408.752

Le “Concessioni e licenze” comprendono principalmente le autorizzazioni per i parchi eolici (in esercizio e di futura costruzione), ammortizzate in base alla loro durata residua.

Le “Altre attività immateriali” comprendono il diritto acquisito da ENEL per l’allacciamento dell’impianto IGCC agli elettrodotti, i costi legali e tecnici sostenuti per l’operazione di Project Financing di ISAB Energy oltre agli studi di ingegneria ed ai contratti preliminari per i parchi eolici di futura costruzione.

La “Variazione dell’area di consolidamento” si riferisce all’acquisizione di ERG Wind Investments Ltd., come già commentato al paragrafo “**Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)**”.

NOTA 2 – AVVIAMENTO

La voce “Avviamento” (119.129 migliaia di Euro) 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’allocazione 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:

- Raffinazione costiera: 2.777 migliaia di Euro;
- Energia-Rinnovabili: 116.352 migliaia di Euro.

L’incremento della voce rispetto al 31 dicembre 2012 (+96 milioni), è relativo all’attività nelle Energie Rinnovabili ed è interamente conseguente all’acquisto di ERG Wind, come già commentato nel paragrafo **Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)**.

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 mag-

giore 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	98.372	2.276.788	16.559	53.196	2.444.915
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(27.384)	(848.782)	(12.422)	–	(888.588)
SALDO AL 31/12/2012	70.988	1.428.006	4.137	53.196	1.556.327
ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	–	–	–	–	–
MOVIMENTI DEL PERIODO:					
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO	5.730	497.679	530	214	504.153
ACQUISIZIONI	226	1.267	181	17.425	19.099
CAPITALIZZAZIONI/RICLASSIFICHE	(258)	15.183	127	(15.049)	3
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	–	(397)	–	–	(397)
AMMORTAMENTI	(2.249)	(86.576)	(625)	–	(89.450)
SVALUTAZIONI	–	(373)	–	–	(373)
ALTRE VARIAZIONI	–	161	–	–	161
COSTO STORICO	105.631	3.163.143	18.473	55.786	3.343.033
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(31.194)	(1.308.193)	(14.123)	–	(1.353.510)
SALDO AL 30/06/2013	74.437	1.854.950	4.350	55.786	1.989.523

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

Il saldo al 30 giugno 2013 delle attività in corso di costruzione (56 milioni) si riferisce principalmente a parchi eolici in costruzione. L'incremento del periodo si riferisce in particolare agli investimenti legati al parco eolico di ERG Eolica Basilicata S.r.l., mentre il decremento è legato principalmente agli impianti di produzione di energia termoelettrica. Si precisa che il parco eolico "Ginestra" non è ancora pienamente operativo per cui residua un ammontare di circa 11 milioni nelle immobilizzazioni in corso.

Per l'analisi degli investimenti si rimanda a quanto riportato al capitolo **Investimenti** nella "Relazione intermedia sulla Gestione".

In riferimento allo IAS 23 si precisa che le acquisizioni comprendono quote non significative di interessi passivi relativi agli investimenti del settore Energia-Rinnovabili.

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di ERG Wind Investments Ltd., come già commentato al paragrafo "**Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)**".

NOTA 4 – PARTECIPAZIONI

	PARTECIPAZIONI				TOTALE
	IMPRESE CONTROLLATE	JOINT VENTURE	IMPRESE COLLEGATE	ALTRE IMPRESE	
SALDO AL 31/12/2012	25	295.226	262.277	496	558.024
MOVIMENTI DEL PERIODO:					
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO	-	-	-	-	-
ACQUISIZIONI/AUMENTI DI CAPITALE	10	712	-	-	722
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	-	-	-	-	-
RICLASSIFICHE	-	-	-	-	-
VALUTAZIONE SOCIETÀ CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO	-	(16.186)	(9.287)	-	(25.472)
SALDO AL 30/06/2013	35	279.752	252.990	496	533.273

Le acquisizioni si riferiscono:

- alla rinuncia di una parte del credito finanziario nei confronti di ISAB Energy Solare S.r.l. per un importo pari a 41 migliaia di Euro; tale importo è andato ad incrementare il relativo valore della partecipazione;
- all'acquisizione da parte di ERG Power S.r.l. di 386.560 azioni (1,51% del capitale sociale), pari a 671 migliaia di Euro, della partecipazione posseduta in Priolo Servizi S.C.p.A.;
- alla costituzione della società ERG Eolica Lucana S.r.l. in data 16 maggio 2013.

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

La variazione negativa di -25,5 milioni prodotta dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto è dovuta ai risultati del periodo delle partecipate (principalmente ISAB S.r.l. e TotalErg S.p.A.). Il risultato negativo si riferisce in particolare alla partecipata TotalErg che nel periodo risente dello scenario economico sfavorevole.

Il riepilogo della voce "Partecipazioni" possedute al 30 giugno 2013 è il seguente:

	VALUTATE A PATRIMONIO NETTO	VALUTATE AL COSTO	TOTALE
PARTECIPAZIONI			
IN IMPRESE CONTROLLATE NON CONSOLIDATE	-	35	35
IN JOINT VENTURE	279.752	-	279.752
IN IMPRESE COLLEGATE	252.015	976	252.990
IN ALTRE IMPRESE	-	496	496
TOTALE	531.767	1.507	533.273

Il dettaglio delle partecipazioni è già stato rappresentato nei prospetti che illustrano l'area di consolidamento.

NOTA 5 – ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

Le "Altre attività finanziarie" pari a 70.946 migliaia di Euro (16.323 migliaia al 31 dicembre 2012) sono principalmente costituite da finanziamenti a società del Gruppo. I finanziamenti sono concessi da ERG Renew S.p.A. alle società facenti capo alla joint venture LUKERG Renew per la realizzazione delle già commentate operazioni del periodo.

Inoltre il saldo comprende crediti per contributi Legge 488 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) ed in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato alla Nota 26 - Passività potenziali

NOTA 6 – ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Le imposte anticipate sono stanziare, 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 ed 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%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 5,57%).

Si segnala inoltre che per le società operanti nel settore della raffinazione di petroli, nella produzione e commercializzazione di prodotti petroliferi, di energia elettrica e di gas e nel settore eolico, con un volume di ricavi e con un reddito imponibile superiori a parametri individuati dalle disposizioni tributarie, si applica un'addizionale dell'aliquota IRES (Robin Tax) del 6,5% che nel 2013 è ulteriormente maggiorata del 4%.

Le imposte anticipate al 30 giugno 2013, pari a 265.657 migliaia di Euro (208.743 migliaia al 31 dicembre 2012), sono rilevate principalmente a fronte del differimento di ricavi CIP 6, delle manutenzioni eccedenti i limiti fiscali, degli stanziamenti dei fondi per rischi ed oneri e delle perdite fiscali del periodo e sono ritenute recuperabili anche in considerazione delle previsioni degli imponibili nel medio periodo.

Si ricorda, altresì, che in data 13 giugno 2012 ERG S.p.A. ha ricevuto da parte della Direzione Centrale Normativa dell'Agenzia delle Entrate notizia dell'integrale accoglimento delle richieste avanzate dalla stessa ERG S.p.A., a seguito dell'interpello presentato nel settembre 2011, in merito alla riportabilità ai fini Robin Tax delle perdite fiscali pregresse (pari a circa 300 milioni) e delle eccedenze di interessi passivi indeducibili (pari a circa 45 milioni), a seguito dell'operazione di fusione ERG S.p.A. – ERG Raffinerie Mediterranee ed ERG Power & Gas.

Con riferimento alle perdite fiscali ed interessi passivi sopra commentati non sono state iscritte in bilancio attività per imposte anticipate pari a circa 23 milioni.

NOTA 7 – ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 37.398 migliaia di Euro (16.007 al 31 dicembre 2012) sono relative principalmente agli anticipi su contratti di acquisto di nuovi parchi eolici ed ai crediti per contributi Legge 488 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind, oltre a crediti IVA.

Inoltre il saldo comprende la quota ancora da incassare dei crediti per contributi Legge 488 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato alla Nota 26 - Passività potenziali

NOTA 8 – RIMANENZE

Le rimanenze finali di magazzino comprendono le seguenti categorie:

	30/06/2013	31/12/2012
MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE E DI CONSUMO	121.544	135.560
PRODOTTI FINITI E MERCI	83.305	57.053
TOTALE	204.849	192.613

Il valore delle rimanenze è stato determinato mediante l'applicazione del costo medio ponderato; tale valore risente pertanto, oltre che del livello puntuale delle quantità in giacenza a fine periodo, dell'oscillazione dei prezzi di acquisto delle materie prime e dei prodotti finiti che in base al metodo del costo medio ponderato si riflette anche sulle quantità che, rispetto ad inizio periodo, sono invariate.

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato.

Il valore delle rimanenze risulta in incremento (+12 milioni) in conseguenza principalmente dell'aumento delle quantità di prodotti finiti (+40 migliaia di tonnellate) e della diminuzione delle quantità di materie prime (-34 migliaia di tonnellate). Si ricorda inoltre che la variazione delle rimanenze comprende anche l'incremento, pari a circa 5 milioni di Euro, dovuto alla variazione dell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione delle società del Gruppo ERG Wind, come precedentemente descritto.

Si segnala che al 30 giugno 2013 si è proceduto, in considerazione del confronto con i valori di mercato, alla svalutazione del valore puntuale delle rimanenze di fine periodo per 1 milione.

NOTA 9 – CREDITI COMMERCIALI

Il riepilogo dei crediti è il seguente:

	30/06/2013	31/12/2012
CREDITI VERSO CLIENTI	713.143	697.695
CREDITI VERSO SOCIETÀ DEL GRUPPO	145.798	73.449
FONDO SVALUTAZIONE CREDITI	(15.046)	(15.059)
TOTALE	843.895	756.085

L'incremento della voce "Crediti verso clienti" è da attribuire principalmente all'incremento dei crediti per "certificati verdi" ed a conguagli sulle vendite di energia, comprensivi inoltre dei crediti verso clienti del Gruppo ERG Wind acquisito nel corso del semestre ed ammontanti a complessivi 91 milioni di Euro al 30 giugno 2013 [paragrafo "Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)"].

I "Crediti verso società del Gruppo" sono relativi principalmente a forniture di prodotti petroliferi, di utilities e prestazioni di sito alla collegata ISAB S.r.l.

Per informazioni relative ai crediti verso parti correlate si rimanda alla **Nota 40**.

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 dai Comitati Crediti che si riuniscono periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Si ritiene che gli stanziamenti effettuati nel fondo svalutazione crediti e nei fondi rischi opportunamente integrati nel corso dell'esercizio, siano congrui a far fronte al rischio di potenziali passività sui crediti scaduti.

NOTA 10 – ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

	30/06/2013	31/12/2012
CREDITI TRIBUTARI	79.837	33.684
CREDITI PER EMISSION TRADING	18.013	18.391
CREDITI DIVERSI	122.193	76.620
TOTALE	220.043	128.695

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

I "Crediti per emission trading" si riferiscono al credito di ISAB Energy per rimborso degli oneri relativi all'emission trading per l'anno 2012.

I "Crediti diversi" includono principalmente i crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente e le quote di costi differiti nei periodi successivi. L'incremento della voce si riferisce a maggiori crediti verso partecipate relative a rapporti di IVA di Gruppo.

NOTA 11 – ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Le attività finanziarie correnti pari a circa 93.212 migliaia di Euro (37.257 al 31 dicembre 2012) si riferiscono principalmente a crediti finanziari ed al fair value positivo degli strumenti derivati in essere al 30 giugno 2013. La variazione rispetto al 31 dicembre 2012 è legata principalmente all'incremento della posizione verso il clearing member Newedge Group in relazione alle operazioni futures quotate sulla piattaforma Ice Gasoil ed ai finanziamenti concessi da ERG Renew S.p.A. alle società facenti capo alla joint venture LUKERG Renew (per maggiori dettagli si rimanda al relativo paragrafo **società in joint venture**).

NOTA 12 – DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	30/06/2013	31/12/2012
DEPOSITI BANCARI E POSTALI	811.263	999.319
DENARO E VALORI IN CASSA	4	6
TOTALE	811.267	999.325

La voce "Depositi bancari e postali" è costituita principalmente da depositi a breve presso le banche del Gruppo e dalla giacenza sui conti di ISAB Energy S.r.l., 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.

NOTA 13 – PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2013, 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 2012).

Alla data del 30 giugno 2013 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. 84.091.940 azioni pari al 55,942%;
- Polcevera S.A. (Lussemburgo) è titolare di n. 10.380.060 azioni pari al 6,905%;
- Norges Bank è titolare di n. 3.056.404 azioni pari al 2,033%

Alla data del 30 giugno 2013 San Quirico S.p.A. e Polcevera S.A. risultavano controllate dalle famiglie Garrone e Mondini, eredi del fondatore del Gruppo ERG, Edoardo Garrone.

Si precisa che in data 17 aprile 2013 Tradewinds Global Investors LLC ha reso noto alla Società, ai sensi dell'art. 120 del D.Lgs. n. 58/1998, di aver ridotto la propria quota di partecipazione, detenuta in ERG S.p.A. quale gestore discrezionale del risparmio, dal 4,959% all'1,984% del capitale sociale della medesima società.

Azioni proprie

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 23 aprile 2013 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dalla data del 23 aprile 2013, 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 n. 30.064.000 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 dalla data del 23 aprile 2013, ad alienare, in una o più volte, e con qualunque modalità risulti opportuna, 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 2013 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 ricavi e le perdite derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel Bilancio al 31 dicembre 2012.

Altre riserve

Le "Riserve" pari a 1.726.177 migliaia di Euro (1.609.445 al 31 dicembre 2012) 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
ISAB ENERGY S.R.L.	49,00%	207.862
ISAB ENERGY SERVICES S.R.L.	49,00%	1.717
EOLO S.R.L.	49,00%	1.463
TOTALE		211.042

Si precisa che il risultato di terzi di competenza del periodo, pari a 26.557 migliaia di Euro, è quasi interamente attribuibile alle quota di minoranza di ISAB Energy S.r.l.

Si ricorda che nell'ambito degli accordi di acquisizione del Gruppo ERG Wind, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che potrà 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 si è assunta come certa l'acquisizione delle quote di terzi con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle quote di minoranze.

NOTA 15 – TRATTAMENTO FINE RAPPORTO

La posta, pari a 3.946 migliaia di Euro (3.461 al 31 dicembre 2012), accoglie la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'incremento è legato alla già commentata variazione dell'area di consolidamento.

NOTA 16 – PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

La passività per imposte differite è stanziata 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 ed 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%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 5,57%).

Si segnala inoltre che per le società operanti nel settore della raffinazione di petroli, nella produzione e commercializzazione di prodotti petroliferi, di energia elettrica e di gas e nel settore eolico, con un volume di ricavi e con un reddito imponibile superiori a parametri individuati dalle disposizioni tributarie, si applica un'addizionale dell'aliquota IRES (Robin Tax) del 6,5% che nel 2013 è ulteriormente maggiorata del 4%.

Le imposte differite al 30 giugno 2013 pari a 231.078 migliaia di Euro (137.363 al 31 dicembre 2012), sono stanziate principalmente sulla plusvalenza fiscale relativa al rimborso assicurativo dei danni diretti subiti da ISAB Energy, sugli ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici e sui plusvalori su aggregazioni aziendali. L'incremento è legato quasi interamente alla variazione dell'area di consolidamento già commentata in precedenza ed in particolare si riferisce per 87 milioni al plusvalore allocato sui parchi eolici in esercizio delle società del Gruppo ERG Wind legato ai contratti e alle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica.

NOTA 17 – FONDI PER RISCHI E ONERI NON CORRENTI

I "Fondi per rischi ed oneri non correnti" ammontano a 28.648 migliaia di Euro (16.719 al 31 dicembre 2012) e si riferiscono principalmente ad oneri ambientali (10 milioni) relativi agli impianti di raffineria del sito di Priolo, a contenziosi fiscali degli anni pregressi ed a oneri di smantellamento. L'incremento si riferisce principalmente ai fondi per oneri di smantellamento dei parchi eolici in Italia e Germania facenti parte del Gruppo ERG Wind acquisito nel corso del primo semestre 2013 ["Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)"].

NOTA 18 – PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La composizione della voce è la seguente:

	30/06/2013	31/12/2012
MUTUI E FINANZIAMENTI A MEDIO-LUNGO TERMINE	256.201	289.071
- QUOTA CORRENTE FINANZIAMENTI A MEDIO-LUNGO TERMINE	(178.822)	(168.605)
	77.379	120.466
PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE	1.438.976	789.178
- QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	(157.021)	(86.171)
	1.281.955	703.007
ALTRI DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	180.131	97.965
TOTALE	1.539.465	921.438

Mutui e finanziamenti e Project Financing

I mutui e i finanziamenti al 30 giugno 2013 sono pari a 256 milioni (289 milioni al 31 dicembre 2012), di cui 57 milioni attualmente in essere concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a fronte del Progetto "ERG Energia Sicilia". Si segnala che tale finanziamento è assistito da garanzie per un importo pari a 78 milioni.

A fronte dei mutui in essere, al fine di ridurre il rischio derivante dall'oscillazione futura dei tassi di interesse, sono state strutturate operazioni di tipo Interest Rate Collar, Interest Rate Swap ed Interest Rate Cap.

Al 30 giugno 2013 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era dell'1,79% (1,95% al 31 dicembre 2012). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

SOCIETÀ	PARCO EOLICO / CENTRALE TERMOLELETRICA	VALORE NETTO CONTABILE ASSET	VALORE CONTABILE PASSIVITÀ FINANZIARIA	FORMA TECNICA	DEBITO FINANZIARIO ASSOCIATO		
					EROGAZIONE	SCADENZA	COPERTURA
ERG WIND INVESTMENTS ⁽¹⁾	PARCHI EOLICI GRUPPO ERG WIND	481.404	800.164	PROJECT FINANCING	2008	2022	IRS:TASSO FISSO MEDIO 4,46%
ERG EOLICA ADRIATICA	ROTELLO - ASCOLI SATRIANO (CB/FG)	171.776	151.955	PROJECT FINANCING	2009	2022	IRS:TASSO FISSO 4,85%
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO	FOSSA DEL LUPO (CZ)	145.441	119.284	PROJECT FINANCING	2012	2025	IRS:TASSO FISSO 2,26%
ERG EOLICA CAMPANIA	BISACCIA 2 - FOIANO - MOLINARA BASELICE - LACEDONIA 2 (AV/BN)	114.447	85.042	PROJECT FINANCING	2009	2020	IRS:TASSO FISSO 4,37%
ERG EOLICA GINESTRA	GINESTRA (BN)	72.792	36.941	PROJECT FINANCING	2010	2025	IRS:TASSO FISSO 3,27%
ERG EOLICA AMARONI ⁽²⁾	AMARONI (CZ)	39.839	33.782	PROJECT FINANCING	2013	2026	IRS:TASSO FISSO 1,68%
GREEN VICARI	VICARI (PA)	36.381	32.039	PROJECT FINANCING	2008	2019	IRS:TASSO FISSO 2,235%
ERG EOLICA FAETO	FAETO (FG)	27.984	29.089	PROJECT FINANCING	2007	2021	CAP: LIMITE MASSIMO AL TASSO VARIABILE 5%
EOLIENNES DU VENT SOLAIRE	PLOGASTEL SAINT GERMANE (FRANCIA)	7.486	7.028	PROJECT FINANCING	2011	2025	FINANZIAMENTO A TASSO FISSO
PARC EOLIEN LES MARDEAUX	LES MARDEAUX (FRANCIA)	6.040	6.533	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL	HETOMESNIL (FRANCIA)	5.981	5.685	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE LIHUS	LIHUS (FRANCIA)	6.103	5.586	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE LA BRUYÈRE	LA BRUYÈRE (FRANCIA)	6.009	5.460	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DU CARREAU	CARREAU (FRANCIA)	4.915	4.945	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,39%
ISAB ENERGY	IMPIANTO IGCC	486.245	31.054	PROJECT FINANCING	1996	2014	IRS:TASSO FISSO 1,79%
ERG POWER	IMPIANTO CCGT	416.387	218.876	PROJECT FINANCING	2010	2021	IRS:TASSO FISSO 2,77%

(1) relativamente al project financing del Gruppo ERG Wind si vedano i dettagli nel paragrafo successivo

(2) Project Financing erogato nel mese di aprile 2013. Si vedano i dettagli nel paragrafo successivo

Project Financing ERG Eolica Amaroni

- Finanziamento concesso a fronte della costruzione del parco eolico della società ERG Eolica Amaroni S.r.l. il cui saldo di bilancio al 30 giugno 2013 è pari a 33,8 milioni. Il finanziamento è stato erogato per 35,1 milioni con un'ultima scadenza a dicembre 2026. Al fine di coprirsi dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse, ERG Eolica Amaroni ha posto in essere sino al 31 dicembre 2026 operazioni di Interest Rate Swap in linea con le scadenze del piano di ammortamento del debito che trasformano il tasso variabile in tasso fisso pari al 1,68%.

Project Financing Gruppo ERG Wind Investment

- Il borrower del Project Finance è la società ERG Wind Investments Limited - Branch Italiana. Tutte le società ERG Wind sono solidalmente responsabili nei confronti delle banche finanziatrici e vincolate da quanto previsto dai contratti di finanziamento. Il Project Finance è stato sottoscritto da tutte le società ERG Wind nel 2008 per un ammontare complessivo pari ad 1.288 milioni, il debito residuo al 30 giugno 2013 è pari ad 800 milioni più la disponibilità di una DSRA Facility (Debit Service Reserve Account Facility) di 80 milioni da utilizzare nei casi previsti dal finanziamento. Il debito viene rimborsato semestralmente sulla base di scadenze di pagamento a quote variabili predefinite, con ultimo pagamento previsto al 31 dicembre 2022. Al termine del piano di ammortamento predefinito rimarrà un "balloon" pari a 249 milioni che, in assenza di prepayment, dovrà comunque essere rimborsato contestualmente al termine del finanziamento, il 31 dicembre 2022, o eventualmente rifinanziato. Esiste comunque un impegno di cash sweep con le banche finanziatrici per il quale ai dividendi eventualmente distribuiti dovrà corrispondere un prepayment di pari importo. Gli interessi sul finanziamento vengono pagati su base semestrale e maturano ad un tasso complessivo pari all'Euribor 6 mesi più un margine attualmente pari a 0,95% e che dal 15 dicembre 2017 verrà incrementato a 1,05%. Sulla disponibilità della DSRA Facility viene pagata una Commitment Fee pari al 40% del margine applicato. Il finanziamento è stato erogato da un pool di banche fra cui il principale creditore ed Agent è The Royal bank of Scotland. Il debito è coperto per il 70% del suo ammontare da due contratti Interest Rate Swap di copertura sottoscritti con The Royal Bank of Scotland e Bank of Scotland rispettivamente ai tassi fissati dello 4,466% e 4,458%.

Si segnala infine l'estinzione anticipata, avvenuta in data 30 giugno 2013 del contratto di finanziamento in regime di "Project Financing" in capo alla società **ERG Eolica San Ciro S.r.l.**, sottoscritto in data 28 settembre 2005 con Banco Popolare Soc. Coop. (già Efibanca) e Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., la cui scadenza naturale sarebbe stata il 31 dicembre 2014. Tale operazione è risultata possibile in conseguenza di una disponibilità liquida sui conti correnti della società più che sufficiente a coprire la suddetta estinzione anticipata, permettendo così di ottenere vantaggi sia in termini economici sia in termini operativi per la società stessa. Parallelamente all'estinzione del contratto di finanziamento, si è provveduto ad estinguere anche i contratti Interest Rate Swap a suo tempo sottoscritti con Banco Popolare Soc. Coop. (già Efibanca) e Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., in data 24 ottobre 2005, a copertura del rischio di variazione del tasso di interesse, con un conseguente impatto sul Conto Economico del periodo di oneri finanziari per 172 migliaia di Euro.

Si presenta di seguito il prospetto della composizione e scadenza dei mutui e finanziamenti in essere (incluso Project Financing):

	MUTUI E FINANZIAMENTI	PROJECT FINANCING
ENTRO 30/06/2014	178.822	157.021
ENTRO 30/06/2015	63.661	157.209
ENTRO 30/06/2016	13.718	144.747
ENTRO 30/06/2017	–	108.224
ENTRO 30/06/2018	–	120.694
OLTRE 30/06/2018	–	751.082
TOTALE	256.201	1.438.976

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

	30/06/2013	31/12/2012
GARANTITI DA IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI DI PROPRIETÀ		
CON SCADENZE FINO A DICEMBRE 2026	1.438.976	789.178
NON GARANTITI		
CON SCADENZE FINO A DICEMBRE 2015	256.201	289.071
TOTALE	1.695.177	1.078.249

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 158 milioni (76 milioni al 31 dicembre 2012) e per la restante parte i finanziamenti onerosi concessi ad ISAB Energy S.r.l. dal gruppo IPM che detiene il 49% della società il cui rimborso risulta subordinato al rispetto delle condizioni previste dal contratto di Project Financing.

L'incremento della voce rispetto al 31 dicembre 2012 è legato alla variazione dell'area di consolidamento già commentata in precedenza ed in particolare a fair value dei derivati IRS di copertura del finanziamento in capo alla società ERG Wind Investments.

NOTA 19 – ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30/06/2013	31/12/2012
MAGGIORAZIONE TARIFFA CIP 6	57.663	99.397
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI MINORI	27.286	21.291
TOTALE	84.949	120.688

La "Maggiorazione della tariffa CIP 6" si riferisce alla quota a medio lungo della componente incentivata per la vendita di energia elettrica di ISAB Energy S.r.l. già riconosciuta e versata dal GSE nei primi otto anni la cui competenza in base ai principi contabili internazionali è stata in parte differita negli esercizi successivi. Infatti i ricavi delle vendite di ISAB Energy sono basati su un contratto di vendita al GSE, regolato dalla tariffa determinata dal provvedimento 6/1992 del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP 6), sottoscritto per 20 anni e già autorizzato dalla UE

per 15 anni. Il provvedimento 6/1992 prevede il riconoscimento per i primi otto anni di operatività (2000-2008) di una componente di maggiorazione della tariffa.

Tale componente incentivata rappresenta un'anticipazione temporale di parte della tariffa di vendita complessivamente ottenibile dal contratto: l'incentivo è pertanto imputato a ricavi, in base ai Principi Contabili Internazionali, in proporzione alle quantità di energia vendute e riportate a quelle attese per l'intero contratto.

Le "Altre passività non correnti minori" comprendono principalmente le quote di proventi differiti nei periodi successivi, oltre alle potenziali rettifiche stimate pari a 10 milioni, relative al corrispettivo dell'acquisizione del Gruppo ERG Wind.

NOTA 20 – FONDI PER RISCHI E ONERI CORRENTI

I fondi per rischi ed oneri correnti al 30 giugno 2013 sono pari a 58.839 migliaia di Euro (37.755 al 31 dicembre 2012) e comprendono:

- il "Fondo rischi legali" (1 milione) relativo ai potenziali rischi riguardanti i contenziosi legali in essere;
- il "Fondo oneri di bonifica" (5 milioni) riferito allo smantellamento delle centrali elettriche obsolete del sito Nord;
- il "Fondo per copertura perdite società partecipate" (7 milioni) relativo alla società controllata ERG Petróleos, società non più operativa, in corso di chiusura ed alla joint venture LUKERG Renew in relazione alle perdite del primo esercizio di attività
- gli "Altri fondi per rischi ed oneri" (46 milioni) relativi principalmente ad accordi commerciali in via di definizione, a oneri previsti nei rapporti commerciali con i gestori ed a contestazioni maturate nell'ultima parte del periodo non ancora reclamate. L'incremento del periodo si riferisce per 17 milioni allo stanziamento relativo al contenzioso Versalis S.p.A. (ex Polimeri Europa S.p.A.) come meglio commentato alla Nota 26 - Passività potenziali.

NOTA 21 – DEBITI COMMERCIALI

	30/06/2013	31/12/2012
DEBITI VERSO FORNITORI	678.870	681.085
DEBITI VERSO SOCIETÀ DEL GRUPPO	121.320	96.534
TOTALE	800.190	777.619

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l'esercizio successivo.

I debiti verso società del Gruppo sono principalmente riferibili alla società collegata ISAB S.r.l.

NOTA 22 – PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30/06/2013	31/12/2012
BANCHE A BREVE	249.680	353.120
ALTRE PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE:		
QUOTA CORRENTE DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	178.822	168.605
PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	157.021	86.171
ALTRI DEBITI FINANZIARI	12.689	19.856
	348.532	274.632
TOTALE	598.212	627.752

Di seguito sono esposte le principali informazioni relative alle “Banche a breve”:

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2013 sono pari al 32% del totale degli importi accordati (52% al 31 dicembre 2012);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve è stato pari al 37% del totale degli importi accordati (44% nel 2012);
- tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie;
- al 30 giugno 2013 il tasso di interesse medio ponderato sull'indebitamento a breve era dell'1,62% (2,09% al 31 dicembre 2012).

Gli altri debiti finanziari comprendono principalmente:

- i debiti finanziari verso società del Gruppo non consolidate (principalmente ISAB S.r.l.);
- le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati;
- i debiti a breve termine verso società controllate da IPM Eagle.

NOTA 23 – POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	30/06/13	31/12/2012
DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	256.201	289.071
- QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	18, 22	(178.822)	(168.605)
DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	180.131	97.965
TOTALE		257.510	218.431
PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	1.438.976	789.178
- QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	18, 22	(157.021)	(86.171)
TOTALE		1.281.955	703.007
INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE		1.539.465	921.438
DEBITI VERSO BANCHE A BREVE TERMINE	22	428.502	521.725
DEBITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	22	12.689	19.856
TOTALE		441.191	541.581
DISPONIBILITÀ LIQUIDE	12	(575.233)	(891.625)
TITOLI E ALTRI CREDITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	11	(93.212)	(37.257)
TOTALE		(668.445)	(928.882)
PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	18, 22	157.021	86.171
DISPONIBILITÀ LIQUIDE	12	(236.034)	(107.700)
TOTALE		(79.013)	(21.529)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO A BREVE TERMINE		(306.267)	(408.830)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA		1.233.198	512.608

NOTA 24 – ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	30/06/2013	31/12/2012
DEBITI TRIBUTARI	169.674	23.553
DEBITI VERSO ERARIO PER ACCISE	204	427
DEBITI VERSO IL PERSONALE	7.089	7.178
DEBITI VERSO ISTITUTI DI PREVIDENZA ED ASSISTENZA	5.035	4.189
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI MINORI	115.238	111.687
TOTALE	297.240	147.034

I “Debiti tributari” sono principalmente relativi alla stima delle imposte sul reddito di competenza del periodo ed al debito per IVA da versare.

Si segnala che nel 2013 sono state pagate imposte per circa 42,5 milioni a titolo di saldo per il periodo d’imposta 2012 e acconto per il 2013.

Le “Altre passività correnti minori” comprendono principalmente la quota a breve della “Maggiorazione tariffaria CIP 6” già commentata alla Nota 19.

NOTA 25 – COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2013 non si segnalano novità di rilievo rispetto al Bilancio 2012 ad eccezione di quanto di seguito segnalato:

Project financing ERG Eolica Amaroni

Finanziamento erogato nell'aprile 2013 alla società ERG Eolica Amaroni S.r.l. Le garanzie concesse prevedono l'ipoteca sui beni immobili, privilegio speciale sui beni, pegno su 100% del capitale sociale e sui conti correnti vincolati (2,6 milioni al 30 giugno 2013). Il finanziamento è inoltre soggetto ai seguenti covenants e negative pledges:

- Ratio Storico e Prospettico (rispettivamente Historic ADSCR e Forecast ADSCR): è calcolato, per ogni periodo di 12 mesi antecedente e successivo ad ogni data di calcolo, come rapporto tra il flusso di cassa del progetto al netto dei flussi IVA e l'ammontare complessivo del rimborso del debito (linea base) previsto dal piano di ammortamento della quota capitale della linea base, della somma degli interessi, commissioni, costi corrisposti o da corrispondere in relazione alle linee di credito e delle somme corrisposte o da corrispondere da parte della società alle banche hedging o da parte delle banche hedging alla società ai sensi dei contratti di hedging. Se il ratio Storico e/o Prospettico risultano inferiori a 1,15 ERG Eolica Amaroni S.r.l. non può procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il DSCR Storico e/o Prospettico siano inferiori a 1,05 e la società non ponga in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Il Progetto prevede un negative pledge che tutela il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito. Pertanto ERG Eolica Amaroni S.r.l. non può rilasciare ulteriori garanzie sui suoi beni a meno che non si tratti di garanzie rilasciate in base alla legge.

Project Financing Gruppo ERG Wind Investment

- Covenants
Il principale financial covenant è l'HDSCR (Historical Debit Service cover ratio), che viene calcolato con cadenza semestrale, con riferimento ai flussi di cassa generati negli ultimi 12 mesi antecedenti, rapportati al pagamento del debito finanziario (capitale, interessi, fees e swap) di quel periodo.
Qualora il DSCR risultasse inferiore ad 1,05 sarebbe un evento di default del Project Finance. Per la distribuzione dei dividendi è necessario avere un DSCR superiore ad 1,15.
- Security Package
A garanzia degli impegni assunti ai sensi del contratto di finanziamento, quest'ultimo ha previsto la sottoscrizione di contratti di garanzia regolati da normative afferenti a diverse giurisdizioni.
I documenti di garanzia indicati nel contratto di finanziamento includono, tra gli altri, pegni su quote, pegni su azioni, cessione dei crediti in garanzia (anche relativi a crediti assicurativi), pegni su conti correnti.

Rispetto covenants e negative pledges

Si segnala che alla data del 30 giugno 2013 i covenants e negative pledges risultano rispettati.

NOTA 26 – PASSIVITÀ POTENZIALI

ERG è parte in procedimenti civili e amministrativi 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 ed azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul Bilancio Consolidato.

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 tasse 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 mentre le ha dichiarate 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). Si attende la fissazione dell'udienza verosimilmente non prima della fine del 2014. 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 alle azioni legali di **ERG Power** e **ISAB Energy** in relazione rispettivamente alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e al rimborso dei "certificati verdi", si ricorda da un lato che l'AEEG, contrariamente agli orientamenti giurisprudenziali, ritiene prevalenti i parametri più stringenti indicati in tema di cogeneratività ad alto rendimento (CAR) nel D.Lgs. 20/2007 rispetto ai criteri cogenerativi indicati nella Delibera n. 42/02; dall'altro che la stessa Autorità sta adottando criteri sempre più restrittivi relativamente agli impianti CIP 6 per l'ottenimento dei rimborsi dei "certificati verdi". Le recenti delibere che hanno determinato i predetti orientamenti dell'AEEG (CAR: delibera 181/2011; "certificati verdi": le Delibere 102/2011, 81/2012, 468/2012 e 216 e 217 del 2013) sono state impuginate dalle società interessate che sono in attesa della fissazione delle udienze di merito. Si precisa che i relativi effetti erano già prudenzialmente riflessi nei bilanci degli esercizi precedenti.

In generale in materia di "convenzioni CIP 6/92" la società sta effettuando gli adeguati approfondimenti per valutare tutte le relative opportunità.

Con riferimento al procedimento promosso da Versalis S.p.A. (ex Polimeri Europa S.p.A.) davanti al Tribunale di Milano, per risarcimento di danni asseritamente riferibili all'incendio nella Raffineria di Priolo del 30 aprile 2006, si rammenta che ERG si è costituita chiamando in causa i propri assicuratori (Generali e Chartis) e contestando integralmente la richiesta risarcitoria di controparte. Nella stessa causa sono intervenuti anche ENI Insurance ed i riassicuratori di quest'ultima. Nel corso della fase istruttoria su richiesta delle parti il Giudice ha ammesso una Consulenza Tecnica d'Ufficio (CTU) su un quesito che sembra escludere dall'area del danno risarcibile i pregiudizi subiti dalla parte attrice per "impossibilità di riattivazione della produzione per cause dipendenti da danneggiamento di impianti ERG o da impossibilità delle forniture di beni e servizi da parte di ERG". A seguito della ricusazione da parte di ERG e degli assicuratori del primo CTU proposto, il Giudice ha nominato altro CTU, il quale ha prestato giura-

mento nel corso dell'udienza del 19 febbraio 2013. Nel corso della stessa udienza tutte le parti hanno designato i propri periti (CTP) e il Giudice ha assegnato i seguenti termini: ai CTU fino al 31 ottobre 2013 per l'invio alle parti della prima bozza della relazione; ai CTP fino al 15 dicembre 2013 per l'invio delle rispettive osservazioni; al CTU fino al 15 febbraio 2014 per il deposito dell'elaborato finale. Si segnala che è in fase di avanzata elaborazione un'ipotesi di soluzione transattiva della controversia, a fronte della quale si è prudentemente stanziato un fondo di 17 milioni.

Per le posizioni relative alla joint venture **TotalErg**, ricordiamo che a seguito della sentenza della Corte di Appello di Roma del 23 febbraio 2012 (con la quale sono state riconosciute valide le originarie pretese dell'Amministrazione Finanziaria in merito alla debenza della tassa di imbarco e sbarco relativa all'area portuale di Civitavecchia-Fiumicino, presso Raffineria di Roma S.p.A.) TotalErg ha provveduto in data 2 luglio 2012 al pagamento di due avvisi di accertamento per il periodo marzo 1998 - agosto 2002 ed in data 16 luglio 2012 al pagamento di ulteriori due avvisi di accertamento per gli anni dal 2002 al 2005, per un ammontare complessivo pari a circa 15,4 milioni con riserva di ripetizione. Nel corso del novembre 2012 è stato depositato da parte di TotalErg e di Raffinerie di Roma il ricorso per Cassazione nel quale sono stati fatti valere i seguenti profili: (i) interpretazione scorretta da parte della Corte di Appello della sentenza n. 7561 del 31 marzo 2006 della Corte di Cassazione (in relazione alla qualifica formale di "porto" ai sensi di legge e alla conseguente debenza delle tasse portuali); (ii) contestazione dell'efficacia retroattiva della "Legge Finanziaria" 2007; (iii) violazione del Regolamento EC n. 4055/86 relativamente al divieto di discriminazione nella circolazione di beni e servizi di provenienza italiana, comunitaria ed extracomunitaria.

Si segnala infine che nel periodo 2003-2007 alcune società italiane del **Gruppo ERG Wind, acquisito dal Gruppo ERG all'inizio del 2013**, avevano ottenuto l'assegnazione di alcuni contributi ai sensi della Legge 488/92 per un importo complessivo pari a 54 milioni.

Nel 2007, nel corso di alcune investigazioni da parte della Procura di Avellino in merito alle modalità di ottenimento di alcuni contributi pubblici sono stati notificati alle società provvedimenti di sequestro preventivo della somma complessiva relativa all'ultima quota erogabile dei contributi e di alcuni impianti eolici (21 milioni). All'inizio del 2010 tali impianti sono stati oggetto di successivo dissequestro a fronte della messa a disposizione da parte delle Società dell'importo corrispondente ai contributi effettivamente già erogati (circa 32 milioni). Nel corso del 2011 si è proceduto a trasferire tale importo presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del D.L. n. 112/2008 (convertito dalla Legge n. 133/2008).

Il procedimento di cui al sequestro sopra menzionato è arrivato alla fase dibattimentale a seguito della chiusura delle indagini e del rinvio a giudizio.

Si evidenzia che ai sensi delle previsioni dello Share Purchase Agreement, sottoscritto in sede di acquisizione di ERG Wind è previsto un obbligo di indennizzo da parte del venditore relativamente al procedimento in corso.

Salvo quanto sopra precisato non vi sono contenziosi in atto nei quali ERG sia convenuta e che, per ammontare della domanda e per gravità dei relativi fondamenti, appaiano meritevoli di specifica menzione.

ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

NOTA 27 – RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
RICAVI DELLE VENDITE	3.075.351	4.348.650
RICAVI DELLE PRESTAZIONI	28.037	79.376
RICAVI PER "CERTIFICATI VERDI"	110.653	43.388
TOTALE	3.214.041	4.471.414

I "Ricavi delle vendite" sono costituiti principalmente dalle vendite di prodotti petroliferi ed includono le vendite di energia elettrica al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) e ad altri clienti del distretto industriale di Priolo ai quali vengono somministrate acqua e vapore.

Il decremento rispetto al 2012, in conseguenza principalmente delle minori produzioni legate alla fermata generale programmata ed alla riduzione della quota di lavorazione ERG nella Raffineria ISAB.

Il dettaglio dei ricavi delle vendite è il seguente:

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
VENDITE A SOCIETÀ DEL GRUPPO	366.143	343.637
VENDITE A TERZI	2.709.208	4.005.013
TOTALE	3.075.351	4.348.650

I "Ricavi delle prestazioni" sono relativi principalmente agli addebiti per consumi interni pari a 22.835 migliaia di Euro (75.207 migliaia di Euro nel primo semestre 2012) ad ISAB S.r.l.

I "Ricavi per "certificati verdi" sono relativi alla produzione del primo semestre 2013 dei parchi eolici in funzione del gruppo ERG Renew. La valorizzazione dei "certificati verdi" è stata calcolata al prezzo di 90,68 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo.

In riferimento alla disciplina normativa dei certificati verdi si segnala che:

- in data 3 marzo 2011 è stato approvato il Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Detto Decreto stabilisce che per gli impianti eolici già operativi, ovvero per quelli che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2012, il GSE continuerà a ritirare i "certificati verdi" rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili fino al 2015, quale acquirente di ultima istanza, ad un prezzo pari al 78% della differenza tra 180 Euro/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro il 31 gennaio di ogni anno, in attuazione dell'art. 13, comma 3, del D.L. 387 del 29 dicembre 2003;
- in data 10 luglio 2012 è stato pubblicato il Decreto Interministeriale per l'incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico. L'incentivazione prevista per gli impianti esistenti o realizzati entro la fine dell'anno corrente (con un periodo transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti ad oggi autorizzati), non presenta discontinuità significative (conferma formula di calcolo). Fino al 2015, infatti, resterà in vigore il sistema dei "certificati verdi", che verrà convertito, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, con il rilascio di una tariffa feed-in premium erogata mensilmente e calcolata sulla base della stessa formula. Sono state inoltre definite le tempistiche di ritiro dei certificati verdi da parte del GSE (ai sensi dell'art. 25, comma 4, del Decreto Legislativo pubblicato in GU n. 71 del

28 marzo 2011) per i “certificati verdi” rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015. In particolare, i “certificati verdi” prodotti nel primo semestre del 2012 sono stati ritirati nel mese di marzo 2013 ed incassati nel secondo trimestre 2013, mentre quelli prodotti nel secondo semestre del 2012 verranno ritirati entro il 30 settembre 2013 e incassati nel corso del quarto trimestre 2013.

NOTA 28 – ALTRI RICAVI E PROVENTI

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
INDENNIZZI	619	44
RECUPERI DI SPESE	1.919	1.744
PLUSVALENZE DA ALIENAZIONI	4	855
SOPRAVVENIENZE ATTIVE	504	2.780
PROVENTI DA EMISSION TRADING	–	1.551
ALTRI RICAVI	4.350	6.564
TOTALE	7.396	13.538

Si segnala inoltre che la voce “Altri ricavi” comprende tra l’altro gli affitti attivi, i contributi in conto esercizio, ed i riaddebiti vari a società del gruppo non consolidate integralmente, in particolare l’impresa collegata ISAB S.r.l.

NOTA 29 – VARIAZIONE DELLE RIMANENZE PRODOTTI

I valori delle rimanenze di prodotti sono stati determinati mediante l’applicazione del metodo del costo medio ponderato.

L’incremento di circa 26 milioni è legato all’aumento delle quantità in giacenza (+40 migliaia di tonnellate).

NOTA 30 – VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME

I valori delle rimanenze di materie prime sono stati determinati mediante l’applicazione del metodo del costo medio ponderato.

La diminuzione di circa 20 milioni è legata alle minori quantità in giacenza (-34 migliaia di tonnellate).

NOTA 31 – COSTI PER ACQUISTI

I costi di acquisto di greggio e prodotti includono le spese accessorie, di trasporto, assicurazioni, commissioni, ispezioni e oneri doganali.

Il valore al 30 giugno 2013 ammonta a 2.743 milioni (3.914 milioni nel primo semestre 2012); la diminuzione rispetto al 2012 è principalmente dovuto alle minori produzioni legate alla fermata generale programmata ed alla riduzione della quota di lavorazione ERG nella Raffineria ISAB, in parte compensate dalle maggiori compravendite.

I valori sono indicati al netto delle accise pagate e degli scambi commerciali ed includono l’effetto delle negoziazioni a termine su greggi e prodotti che è generato dalla differenza tra i prezzi di acquisto a termine ed i prezzi di cessione a pronti dei greggi e prodotti petroliferi realizzati nell’ambito di operazioni commerciali che non danno luogo a trasferimenti fisici.

NOTA 32 – COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
COSTI PER SERVIZI	172.428	275.228
AFFITTI PASSIVI, CANONI E NOLEGGI	11.086	9.013
ACCANTONAMENTI PER RISCHI ED ONERI	19.491	9.842
IMPOSTE E TASSE	16.064	16.402
ALTRI COSTI DI GESTIONE	4.158	2.924
TOTALE	223.227	313.409

I costi per servizi sono così composti:

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
COMPENSI DI LAVORAZIONE	77.877	193.657
COSTI COMMERCIALI, DI DISTRIBUZIONE E DI TRASPORTO	10.909	17.902
MANUTENZIONI E RIPARAZIONI	22.331	12.898
UTENZE E SOMMINISTRAZIONI	1.301	1.155
ASSICURAZIONI	12.798	12.820
CONSULENZE	14.526	4.907
PUBBLICITÀ E PROMOZIONI	580	899
ALTRI SERVIZI	32.106	30.990
TOTALE	172.428	275.228

I “Compensi di lavorazione” si riferiscono alle lavorazioni di greggio effettuate presso la raffineria di ISAB S.r.l. Il decremento è legato alla riduzione delle quote di lavorazione dal 40% al 20% a partire dal mese di settembre 2012.

I “Costi commerciali, di distribuzione e trasporto” sono diminuiti sia in conseguenza della diminuzione delle lavorazioni e dei carichi presso la Raffineria di ISAB S.r.l. che per un incremento dei contratti commerciali a resa CIF.

La voce “Manutenzioni e riparazioni” comprende principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica; l’incremento del periodo è legato principalmente alle spese di manutenzione dei parchi eolici del Gruppo ERG Wind.

L’incremento della voce “Consulenze” rispetto al primo semestre 2012 è dovuto ai maggiori oneri sostenuti in riferimento alle operazioni straordinarie finalizzate nel periodo ed in particolare all’operazione di acquisizione di ERG Wind Investments.

Gli “Altri servizi” includono gli emolumenti ad Amministratori e Sindaci, i costi relativi alla sicurezza degli impianti, spese bancarie, generali, per viaggi e soggiorno del personale, per corsi di formazione ed aggiornamento ed altri costi del personale.

Gli “Accantonamenti per rischi e oneri” comprendono lo stanziamento di 17 milioni relativo al contenzioso con Versalis S.p.A. (ex Polimeri Europa S.p.A.) come meglio commentato alla Nota 26 - Passività potenziali.

Le “Imposte e tasse” sono relative principalmente agli oneri relativi ai certificati verdi degli impianti della produzione termoelettrica, all’imposta municipale unica (IMU) ed alle tasse erariali. Si ricorda inoltre che la voce accoglie le tasse portuali di imbarco di competenza del periodo richieste per il pontile degli Impianti Sud della Raffineria ISAB.

Gli “Altri costi di gestione” includono i contributi associativi, le minusvalenze ordinarie e le altre spese varie di gestione.

NOTA 33 – COSTI DEL LAVORO

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
SALARI E STIPENDI	23.137	20.388
ONERI SOCIALI	6.858	6.325
TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	1.479	1.354
ALTRI COSTI	3.773	5.069
TOTALE	35.247	33.136

Gli "Altri costi" includono le indennità supplementari di fine rapporto.

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

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
DIRIGENTI	49	48
QUADRI	165	158
IMPIEGATI	352	335
OPERAI - INTERMEDI	86	89
TOTALE	653	630

L'organico medio di ERG risulta incrementato rispetto al primo semestre 2012 principalmente per l'ingresso del personale a seguito dell'operazione di acquisizione del Gruppo ERG Wind avvenuta nel corso del primo semestre 2013.

Al 30 giugno 2013 il numero complessivo dei dipendenti ammonta a 657 unità.

NOTA 34 – AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	14.413	9.370
AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	89.450	63.536
SVALUTAZIONE IMMOBILIZZAZIONI	373	–
TOTALE	104.236	72.906

Il valore degli ammortamenti risulta in incremento principalmente a seguito dei nuovi parchi eolici acquisiti ed entrati in esercizio.

NOTA 35 – PROVENTI (ONERI) DA CESSIONE RAMO D'AZIENDA

Si ricorda che in data **10 novembre 2011** ERG ed IREN, attraverso la controllata IREN Mercato, hanno sottoscritto un Accordo Quadro vincolante ai fini della stipula di un contratto di fornitura da parte di ERG a IREN Mercato per complessivi 2 Terawattora (TWh) all'anno di energia elettrica per sei anni. Il prezzo di vendita è stato indicizzato al prezzo di mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Attraverso il contratto siglato con ERG, IREN Mercato ha potuto integrare il proprio portafoglio annuo di approvvigionamento di energia elettrica destinata principalmente alla fornitura dei clienti finali.

L'Accordo Quadro ha previsto, inoltre, l'acquisizione da parte di IREN Mercato del ramo di azienda ERG relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica a un parco di oltre 15.000 clienti business e mid-business, garantendone così la continuità. Il corrispettivo riconosciuto da IREN Mercato a ERG per la transazione, al netto dei crediti commerciali, è stato fissato in 3,3 milioni.

Entrambi i contratti sono stati perfezionati nel mese di dicembre 2011 ed hanno assunto efficacia a partire dal 1° gennaio 2012. Nel primo semestre 2012 ERG S.p.A. aveva provveduto a stanziare gli oneri relativi alle dismissione dell'attività commerciale.

NOTA 36 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
PROVENTI		
DIFFERENZE CAMBIO ATTIVE	33.533	49.183
INTERESSI ATTIVI BANCARI	8.340	2.781
ALTRI PROVENTI FINANZIARI	13.226	8.322
	55.099	60.286
ONERI		
DIFFERENZE CAMBIO PASSIVE	(36.667)	(49.815)
INTERESSI PASSIVI BANCARI A BREVE TERMINE	(2.275)	(3.429)
INTERESSI PASSIVI BANCARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	(2.441)	(5.318)
INTERESSI PASSIVI SUL PROJECT FINANCING	(16.337)	(16.413)
ALTRI ONERI FINANZIARI	(36.192)	(9.010)
	(93.912)	(83.985)
TOTALE	(38.813)	(23.699)

Le "Differenze cambio" attive e passive si riferiscono sia alle differenze fra il tasso di cambio Euro/Dollaro con cui vengono contabilizzati gli acquisti/vendite ed i relativi pagamenti/incassi, sia alle operazioni poste in essere per attuare la copertura del rischio cambio sulle transazioni commerciali.

Gli "Interessi attivi bancari" risultano in aumento rispetto al primo semestre 2012 in riferimento al maggiore volume medio ed al maggior rendimento della liquidità gestita.

Gli "Interessi passivi a medio-lungo termine" risultano in riduzione principalmente per minori volumi dei finanziamenti corporate.

Gli "Interessi passivi a medio sui Project Financing" risultano sostanzialmente in linea con l'anno precedente in considerazione dei minori tassi in parte compensati dai maggiori finanziamenti.

Gli "Altri proventi finanziari" e gli "Altri oneri finanziari" si riferiscono principalmente ai risultati degli strumenti derivati; al 30 giugno 2013 gli altri oneri finanziari comprendono inoltre l'effetto a Conto Economico della valutazione al fair value del finanziamento in capo ad ERG Wind Investments Ltd., rettificato in diminuzione per 159 milioni al momento dell'acquisizione come già descritto al paragrafo **Acquisizione IP Maestrale (ora ERG Wind)**, in quanto originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto attualmente proposto dal mercato.

Si ricorda infine che nel primo semestre 2012 gli "Altri proventi finanziari" comprendevano i risultati dell'operazione collar a copertura di parte delle rimanenze oil presso la Raffineria ISAB ed effettuata in riferimento all'esercizio della Put sul 20% della partecipazione in ISAB S.r.l. per un valore di 6 milioni.

NOTA 37 – PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi ed oneri da partecipazioni pari a -7.146 migliaia di Euro (-36.849 nel primo semestre 2012) sono costituiti principalmente dai risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto e dalle plusvalenze su cessioni partecipazioni.

In particolare la voce nel primo semestre 2013 comprende principalmente:

- la plusvalenza relativa al conguaglio sul prezzo di cessione del 20% di ISAB pari a 9 milioni (si rimanda al paragrafo Opzione Put su partecipazione in ISAB S.r.l.). La plusvalenza è indicata tra le poste non ricorrenti;
- i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. (-19 milioni) e di ISAB S.r.l. (+2 milioni).
Il risultato di TotalErg risente dello scenario estremamente critico in particolare del settore Oil e di oneri non ricorrenti legati alla trasformazione di Raffineria di Roma.

Si ricorda che nel primo semestre 2012 la voce comprendeva principalmente i risultati delle joint venture ISAB S.r.l. (15 milioni) e TotalErg S.p.A. (-51 milioni). In particolare si ricorda che il risultato di TotalErg risentiva degli accantonamenti e svalutazione degli asset riferiti alla partecipata Raffineria di Roma S.p.A. a seguito dell'annunciato piano di conversione industriale, per un impatto, al netto degli oneri fiscali, pari a 33 milioni (quota ERG).

NOTA 38 – IMPOSTE SUL REDDITO

	1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
IMPOSTE CORRENTI SUL REDDITO	60.543	44.504
IMPOSTE ESERCIZI PRECEDENTI	29	(602)
IMPOSTE DIFFERITE E ANTICIPATE	(14.266)	(21.283)
TOTALE	46.306	22.619

L'accantonamento delle imposte sul reddito del periodo è stato calcolato tenendo conto del prevedibile imponibile fiscale e risente dell'addizionale Robin Tax da applicarsi ai redditi delle società del settore petrolifero ed 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 attive per 8,2 milioni (positive per 9,6 milioni nel primo semestre 2012) calcolate sul fair value degli strumenti derivati contabilizzati secondo la tecnica del cash flow hedge.

RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE DA BILANCIO E ONERE FISCALE TEORICO

IRES

RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	75.985	
IRES TEORICA 38%	28.874	
IMPATTO PARTECIPATION EXEMPTION SU CONGUAGLIO CESSIONE 20% ISAB		(2.954)
IMPATTO DELLE RETTIFICHE DI CONSOLIDAMENTO NON RILEVANTI AI FINI DEL CALCOLO DELLE IMPOSTE		6.121
IMPATTO DELLE VARIAZIONI FISCALI PERMANENTI		3.704
IRES CORRENTE, DIFFERITA E ANTICIPATA		35.745

IRAP

RISULTATO OPERATIVO	121.944	
COSTO DEL LAVORO E SVALUTAZIONE CREDITI	35.247	
TOTALE	157.191	
IRAP TEORICA 3,9%	6.130	
EFFETTO ALIQUOTA IRAP MAGGIORATA PER ALCUNE SOCIETÀ		2.595
IMPATTO DELLE VARIAZIONI FISCALI PERMANENTI E DELLE RETTIFICHE DI CONSOLIDAMENTO NON RILEVANTI AI FINI DEL CALCOLO DELLE IMPOSTE		1.806
IRAP CORRENTE, DIFFERITA E ANTICIPATA		10.532
TOTALE IMPOSTE TEORICHE	35.005	
TOTALE IRES E IRAP A BILANCIO		46.277
IMPOSTE ESERCIZIO PRECEDENTE		29
IMPOSTE SOSTITUTIVE		-
TOTALE IMPOSTE A BILANCIO		46.306

Gli impatti delle rettifiche da consolidamento si riferiscono principalmente ai risultati ad equity della joint venture TotalErg S.p.A. e di ISAB S.r.l.

NOTA 39 – POSTE NON RICORRENTI

(MIGLIAIA DI EURO)		1° SEM. 2013		1° SEM. 2012
COSTI PER ACQUISTI	1)	(3.723)		–
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	2)	(27.691)	A)	(8.900)
COSTI DEL LAVORO	2)	(1.754)		–
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI		–	B)	6.075
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	3)	10.773	C)	(34.098)
IMPOSTE SUL REDDITO	4)	8.410	D)	1.560
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI		–	E)	1.794
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		(13.984)		(33.570)

Nel primo semestre 2013:

- 1) la voce comprende oneri vari relativi alla attività Extra Rete in Sicilia;
- 2) le voci comprendono:
 - gli oneri accessori legati alla operazione di acquisizione delle società facenti parte al Gruppo ERG Wind (si rimanda al paragrafo “Acquisizione IP Maestrone (ora ERG Wind)”);
 - lo stanziamento di 17 milioni relativo al contenzioso con Versalis S.p.A. (ex Polimeri Europa S.p.A.) come meglio commentato alla Nota 26 - Passività potenziali;
- 3) la voce comprende:
 - la plusvalenza relativa al conguaglio sul prezzo di cessione del 20% di ISAB pari a 9 milioni (si rimanda al paragrafo **Opzione Put su partecipazione in ISAB S.r.l.**);
 - gli oneri sostenuti nel periodo dalla partecipata TotalErg per l’integrazione delle attività Total Italia e ERG Petroli per un ammontare pari a 0,3 milioni al netto dell’effetto fiscale;
 - altri oneri per 1,4 milioni;
- 4) la voce comprende l’effetto fiscale di cui alle poste precedenti.

Nel primo semestre 2012:

- A) la voce comprendeva stanziamenti a fronte di conguagli commerciali relativi ad anni precedenti per un ammontare pari a 8,9 milioni di cui 6,3 milioni relativo al settore Energia Termoelettrico e 2,6 milioni relativo al settore Refining & Marketing
- B) la voce comprendeva la variazione positiva del fair value di operazioni collar a copertura di parte delle rimanenze oil presso la Raffineria ISAB ed effettuate in vista dell’esercizio della put sul 20% della partecipazione in ISAB S.r.l., per un impatto pari a 6,1 milioni
- C) la voce comprendeva:
 - gli accantonamenti e svalutazione degli asset riferiti alla Raffineria di Roma S.p.A. a seguito dell’annunciato piano di conversione industriale, per un impatto, al netto degli oneri fiscali pari a 33 milioni (quota ERG).
 - gli oneri sostenuti nel periodo dalla partecipata TotalErg per l’integrazione delle attività Total Italia e ERG Petroli per un ammontare pari a 0,7 milioni al netto dell’effetto fiscale.
- D) la voce comprendeva l’effetto fiscale delle poste di cui ai punti A) e B).

NOTA 40 – PARTI CORRELATE

Stato Patrimoniale

	NOTE	CONTROLLATE	COLLEGATE	JOINT VENTURE	ALTRE CORRELATE	TOTALE
ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI		–	–	38.171	–	38.171
CREDITI COMMERCIALI	9	–	87.446	58.462	–	145.908
ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	10	–	964	57.893	1.409	60.266
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	11	8.463	–	47.944	–	56.407
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	18	–	–	–	–	–
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI		–	(4.981)	–	–	(4.981)
DEBITI COMMERCIALI	21	–	(120.133)	(1.148)	–	(121.281)
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	22	(239)	(4.742)	–	–	(4.981)
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	23	–	–	(2.808)	(9.257)	(12.065)

Conto Economico

	NOTE	CONTROLLATE	COLLEGATE	JOINT VENTURE	ALTRE CORRELATE	TOTALE
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	27	–	223.271	170.863	–	394.134
ALTRI RICAVI E PROVENTI	28	–	–	829	–	829
COSTI PER ACQUISTI	31	–	(114.091)	–	–	(114.091)
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	32	–	(88.154)	(1.226)	(413)	(89.793)
PROVENTI FINANZIARI	35	–	–	–	–	–
ONERI FINANZIARI	36	–	–	–	–	–

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. In particolare sono in essere contratti di lavorazione con la società collegata ISAB S.r.l. e contratti per servizi di sito con Priolo Servizi.

Si ricorda che a seguito di richiesta della società controllante San Quirico S.p.A., ERG Power S.r.l. ha rinnovato l'opzione per il "consolidato fiscale nazionale" con quest'ultima relativamente al triennio 2013-2015. Al 30 giugno 2013 risulta in essere una posizione debitoria netta verso San Quirico (9,3 milioni) relativa alle imposte del 2012, liquidata successivamente nel mese di luglio 2013.

Si evidenzia altresì che il 17 giugno scorso ERG S.p.A. ha rinnovato l'opzione per il "consolidato fiscale nazionale" per il triennio 2013-2015 con le società controllate TotalErg S.p.A., Gestioni Europa S.p.A., ERG Nuove Centrali S.p.A., ISAB Energy S.r.l., ISAB Energy Services S.r.l. ed ERG Oil Sicilia S.r.l. In pari data ERG S.p.A. ha esercitato l'opzione per il "consolidato fiscale nazionale" per il triennio 2013-2015 con le società controllate (indirettamente) ERG Eolica Faeto S.r.l., ERG Eolica Tirreno S.r.l., Eolo S.r.l., ISAB Energy Solare S.r.l., ERG Eolica San Vincenzo S.r.l. ed ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. Nel triennio precedente (2010-2012) le menzionate società rientravano nel perimetro del "consolidato fiscale nazionale" facente capo ad ERG Renew S.p.A.

Per quanto riguarda gli altri rapporti con parti correlate, così definite dal principio IAS n. 24, si segnala che nel corso del primo semestre sono stati corrisposti 75 migliaia di Euro alla società I.E.C. S.r.l. e 72 migliaia di Euro alla società Sampdoria Marketing & Communication S.r.l.

Si segnala inoltre che nel mese di maggio 2013 sono stati corrisposti alla Fondazione Edoardo Garrone 100mila Euro quale contributo per l'anno 2013.

NOTA 41 – RISULTATO NETTO PER AZIONE

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

		1° SEM. 2013	1° SEM. 2012
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO	MIGLIAIA DI EURO	3.122	(48.771)
NUMERO MEDIO DI AZIONI IN CIRCOLAZIONE	UNITÀ	142.804.000	147.299.461
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE	EURO	0,022	(0,331)
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE DILUITO	EURO	0,022	(0,331)

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

NOTA 42 – 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 adjusted, con l'esclusione degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche e comprendendo il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew e della impresa collegata ISAB S.r.l.

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, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero.

(MILIONI DI EURO)	ENERGIA RINNOVABILI	POWER & GAS	REFINING & MARKETING	ALTRO	POSTE IN RICONCILIAZIONE	IAS REPORTED
30/06/2013						
RICAVI TOTALI	199	795	4.051	3	-	-
RICAVI INFRASETTORI	(10)	(102)	(174)	-	-	-
RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	189	693	3.878	3	(1.549)	3.214
MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	150	175	(16)	(16)	(67)	226
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(63)	(38)	(41)	(1)	39	(104)
RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI	87	137	(56)	(17)	(28)	122
INVESTIMENTI IN ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE	20	10	17	1	(25)	23

(MILIONI DI EURO)	ENERGIA RINNOVABILI	POWER & GAS	REFINING & MARKETING	ALTRO	POSTE IN RICONCILIAZIONE	IAS REPORTED
30/06/2012						
RICAVI DA TERZI	91	807	6.397	3	-	-
RICAVI INFRASETTORI	3	118	549	1	-	-
RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	88	689	5.848	2	(2.155)	4.471
MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	73	159	(14)	(14)	(76)	129
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(31)	(37)	(53)	(2)	50	(73)
RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI	42	122	(67)	(15)	(26)	56
INVESTIMENTI IN ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE	23	11	25	1	(25)	35

Gli importi indicati nella colonna "Altro" si riferiscono alle attività Corporate e sono relativi 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 43 – DIVIDENDI

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2013 (57,1 milioni) e nel primo semestre 2012 (58,9 milioni) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono a 0,40 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

NOTA 44 – INFORMATIVA SUI RISCHI

Per quanto riguarda le tipologie di rischi connesse all'attività del Gruppo, le relative politiche di copertura, gli strumenti derivati ed i livelli di osservabilità del fair value, non si segnalano variazioni significative rispetto a quanto indicato nel Bilancio 2012.

Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio prezzo commodities, di tasso di cambio e di tasso di interesse, al 30 giugno 2013 sono i seguenti:

TIPOLOGIA	RISCHIO COPERTO	NOZIONALE DI RIFERIMENTO		FAIR VALUE 30/06/2013
STRUMENTI IN CASH FLOW HEDGE				
<i>MIGLIAIA DI EURO</i>				
A	INTEREST RATE SWAP E INTEREST RATE CAP	RISCHIO ECONOMICO TASSO DI INTERESSE	MILIONI DI EURO	1.232 (158.011)
B	SWAP COPERTURA RISCHIO PREZZO GAS	RISCHIO TRANSATTIVO COMMODITY	MILIONI DI SMC	52 (533)
TOTALE STRUMENTI IN CASH FLOW HEDGE				(158.544)
STRUMENTI NON HEDGE ACCOUNTING				
B	SWAP COPERTURA RISCHIO PREZZO GAS	RISCHIO TRANSATTIVO COMMODITY	MILIONI DI SMC	12 30
C	FORWARD SU CAMBI DI BREVE PERIODO	RISCHIO TRANSATTIVO CAMBIO	MILIONI DI DOLLARI	161 (523)
D	SWAP COPERTURA RISCHIO DIFFERENZIALE SU PRODOTTI	RISCHIO VARIAZIONE PREZZI PRODOTTI	MIGLIAIA DI TONNELLATE	194 11
E	FUTURE COPERTURA RISCHIO PREZZO COMMODITY	RISCHIO VARIAZIONE PREZZI PRODOTTI	MIGLIAIA DI TONNELLATE	648 1
F	CFD COPERTURA RISCHIO PREZZO ENERGIA ELETTRICA	RISCHIO VARIAZIONE PREZZO ENERGIA ELETTRICA	MWH	22.085 (22)
TOTALE STRUMENTI NON HEDGE ACCOUNTING				(503)
TOTALE STRUMENTI DERIVATI GRUPPO ERG				(159.046)

Strumenti in Cash Flow Hedge

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; ● ISAB Energy; ● società del settore rinnovabili.

Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 158 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 ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 0,5 milioni.

Strumenti non Hedge Accounting

B. Swap copertura rischio prezzo su gas

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo delle formule gas relativamente 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 ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo positivo di valore non significativo.

C. Forward su cambi di breve periodo

Operazioni a copertura del rischio di cambio sui flussi finanziari generati dagli acquisti di materie prime e dalla vendita di prodotti finiti attesi nel mese di luglio 2013.

Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 0,5 milioni.

D. Swap copertura rischio differenziali su prodotti

Operazioni swap a copertura del rischio di variazione dei prezzi su diversi mercati relativamente ad acquisti e vendite di grezzi e prodotti petroliferi. Trattasi di contratti con cui le parti fissano il differenziale di prezzo tra mercati impegnandosi a versare o a riscuotere ad una scadenza pattuita la differenza tra il delta prezzi fissato e quello a consuntivo per le quantità oggetto del contratto (capitale nozionale). Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo positivo di valore non significativo.

E. Futures copertura rischio prezzo commodity

Operazioni futures a copertura del rischio di variazione dei prezzi greggio e prodotti petroliferi. Trattasi di contratti con cui le parti si impegnano ad acquistare e/o a vendere a termine un determinato quantitativo di lotti di greggio. Il regolamento monetario fra le parti avviene sulla base della differenza di prezzo.

Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo positivo di valore non significativo.

F. CFD copertura rischio prezzo energia elettrica

Operazioni CFD a copertura del rischio di variazione del prezzo dell'energia elettrica relativamente a contratti di acquisto e vendita a termine di energia elettrica. Sono contratti mediante i quali le parti si impegnano a liquidare a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato in contratto e il prezzo di mercato rilevato del periodo di riferimento, moltiplicato per le unità contrattate. Al 30 giugno 2013 si rileva un fair value complessivo negativo di valore non significativo.

NOTA 45 – ALTRE INFORMAZIONI

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

NOTA 46 – DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 6 agosto 2013 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale.

Genova, 6 agosto 2013

per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Edoardo Garrone

Handwritten signature of Edoardo Garrone, consisting of a stylized cursive script.

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 Giorgio Coraggioso, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto anche 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 dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2013.
2. La valutazione dell'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 si è basata su un processo definito da ERG S.p.A. in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato:
 - a) 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;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) 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;
 - 3.2 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, 6 agosto 2013

L'Amministratore
Delegato

(Luca Bettonte)



Il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari
(Giorgio Coraggioso)



ERG S.p.A.

Torre WTC
via De Marini, 1
16149 Genova
Tel 01024011
Fax 0102401533
www.erg.it

Sede Legale:
via De Marini, 1
16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000 i.v.
R.E.A. Genova n. 354265
Registro delle Imprese
di Genova/Codice Fiscale 94040720107
Partita IVA 10122410151



RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

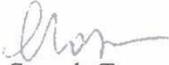
Agli Azionisti della ERG S.p.A.

1. Abbiamo effettuato 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 specifiche della ERG S.p.A. e sue controllate (Gruppo ERG) al 30 giugno 2013. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della ERG S.p.A. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. 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 è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle nostre relazioni emesse rispettivamente in data 20 marzo 2013 e in data 7 agosto 2012.

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2013 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.



Corrado Toscano
Socio

Genova, 7 agosto 2013