



Eni annuncia i risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2013

San Donato Milanese, 1 agosto 2013 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2013 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari ¹

- Utile operativo adjusted: €1,95 miliardi nel trimestre (-51%²) e €5,66 miliardi nel semestre (-43%²) inclusa la perdita Saipem contabilizzata nel secondo trimestre;
- Utile netto adjusted: €0,58 miliardi nel trimestre (-55%²) e €1,96 miliardi nel semestre (-46%²) inclusa la perdita Saipem contabilizzata nel secondo trimestre;
- Utile netto: €0,28 miliardi nel trimestre (+76%); €1,82 miliardi nel semestre (-51%);
- Cash flow: €1,95 miliardi nel trimestre; €4,75 miliardi nel semestre;
- Leverage a 0,27;
- Proposta di acconto dividendo di €0,55 per azione.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,648 milioni di boe/giorno sostanzialmente invariata nel trimestre (-2,7% nel semestre);
- Rinegoziazione dei contratti gas long-term: raggiunti nuovi accordi con Sonatrach e Gazprom;
- Finalizzata la cessione a CNPC del 28,57% di Eni East Africa, titolare del 70% dell'Area 4 in Mozambico per il corrispettivo di \$4,2 miliardi, non incluso nel leverage di 0,27 al 30 giugno;
- Avvii produttivi: sei progetti nel primo semestre; confermate le previsioni per Kashagan;
- Completato il disinvestimento di Snam e ulteriormente avanzato quello di Galp;
- Avviata l'esplorazione nell'upstream russo con Rosneft;
- Nel semestre accertate risorse esplorative per 950 milioni di boe.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"I risultati del semestre hanno risentito di un contesto economico difficile in Italia e in Europa, di interruzioni di produzione in Libia e Nigeria e della caduta dei risultati di Saipem. Abbiamo rafforzato la nostra struttura patrimoniale proseguendo nel programma di dismissioni di Snam e Galp. Sono soddisfatto dei progressi operativi ottenuti nel semestre, 6 avvii di produzione sugli 8 previsti in tutto il 2013, e delle rinegoziazioni dei contratti gas con Sonatrach e Gazprom. Grazie a questi successi prevediamo un significativo miglioramento dei risultati nel prossimo semestre. Proporrò al CdA di Eni del prossimo 19 settembre un acconto dividendo di €0,55 per azione."

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2013 redatta ai sensi dell'art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

[1] In tutto il comunicato stampa le variazioni dei risultati economici sono calcolate, salvo diversa indicazione, rispetto agli utili delle continuing operations del semestre e del secondo trimestre 2012 considerato che Snam era allora consolidata nei conti del Gruppo Eni e rappresentata come discontinued operations in base allo IFRS 5.

[2] Calcolato con esclusione del contributo di Snam nel primo semestre e nel secondo trimestre 2012. Tale contributo è l'utile delle transazioni di Snam con il Gruppo Eni nel semestre e nel secondo trimestre 2012 incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

Highlight finanziari

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2012	2013	
				RISULTATI ECONOMICI ^(a)				
4.221	3.713	1.947	(53,9)	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		10.458	5.660	(45,9)
				Utile operativo adjusted				
3.997	3.713	1.947	(51,3)	- continuing operations senza contributo Snam		9.962	5.660	(43,2)
1.368	1.385	576	(57,9)	Utile netto adjusted - continuing operations		3.833	1.961	(48,8)
0,38	0,38	0,16	(57,9)	- per azione (€) ^(c)		1,06	0,54	(49,1)
0,97	1,00	0,42	(56,7)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,75	1,42	(48,4)
				Utile netto adjusted				
1.289	1.385	576	(55,3)	- continuing operations senza contributo Snam		3.649	1.961	(46,3)
156	1.543	275	76,3	Utile netto - continuing operations		3.700	1.818	(50,9)
0,04	0,43	0,07	75,0	- per azione (€) ^(c)		1,02	0,50	(51,0)
0,10	1,14	0,18	80,0	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,64	1,31	(50,4)
71			..	Utile netto - discontinued operations		144		..
227	1.543	275	21,1	Utile netto		3.844	1.818	(52,7)

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

(c) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo adjusted

Nel secondo trimestre 2013 Eni ha registrato l'utile operativo adjusted di €1,95 miliardi con una flessione del 51,3% depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Il peggioramento riflette la rilevante perdita sofferta dal settore Ingegneria & Costruzioni [-€680 milioni rispetto all'utile di €389 milioni nel secondo trimestre 2012] dovuta al rallentamento dell'attività e alla revisione delle stime di redditività di importanti commesse in fase di completamento, il cui effetto è stato rilevato nel trimestre. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona al 27,2%. Il trimestre riflette inoltre il minor contributo della Divisione Exploration & Production [-€830 milioni, pari al 19,6%] a causa principalmente del calo del prezzo del barile [-5,3% per il riferimento Brent], nonché il perdurare di un contesto negativo in Italia e in Europa che ha condizionato i risultati di Refining & Marketing [-22,5%], di Versalis [-€57 milioni di maggiori perdite] e della Gas & Power [-8,7%]. I risultati Gas & Power inoltre riflettono solo in parte i benefici attesi delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali benefici. Nel primo semestre 2013 l'utile operativo adjusted di €5,66 miliardi è diminuito del 45,9%, che si ridetermina in 43,2% rispetto al primo semestre 2012 depurando il semestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. I driver di tale flessione sono gli stessi del secondo trimestre, nonché la circostanza che la Divisione Gas & Power aveva beneficiato nel 2012 di proventi da rinegoziazioni dei contratti con efficacia economica retroattiva al 2011. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona al 33,3%.

Utile netto adjusted

Nel secondo trimestre 2013 l'utile netto adjusted di €0,58 miliardi evidenzia una flessione del 57,9%, che si ridetermina in 55,3% depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Tale contrazione riflette il peggioramento della performance operativa e un tax rate consolidato del 91,2% in aumento di quasi trenta punti percentuali rispetto al secondo trimestre 2012 in assenza di valorizzazione fiscale della perdita del settore Ingegneria & Costruzioni e per effetto del contributo proporzionalmente maggiore del settore Exploration & Production soggetto a più elevate aliquote fiscali. Nel primo semestre 2013 l'utile netto adjusted di €1,96 miliardi è diminuito del 48,8%, che si ridetermina in 46,3% rispetto al primo semestre 2012 depurando il semestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona al 26,7% e al 35,9% rispettivamente nel trimestre e nel semestre.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,81 miliardi nel secondo trimestre [€5,93 miliardi nel semestre] hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi. Nel semestre sono stati sostenuti €0,18 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e Cash flow

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €4.752 milioni (€1.954 milioni nel trimestre). Il flusso di cassa netto da attività operativa e gli incassi da dismissioni di €2.465 milioni hanno coperto in parte i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€5.931 milioni) e al pagamento dei dividendi (€2.167 milioni, di cui €1.956 milioni relativi al saldo dividendo 2012 di Eni). Le dismissioni hanno riguardato principalmente l'11,69% della partecipazione Snam (€1.459 milioni) e l'8% di quella Galp (€810 milioni).

Al 30 giugno 2013 l'indebitamento finanziario netto³ ammonta a €16.492 milioni, che rappresenta un incremento di €981 milioni rispetto al 31 dicembre 2012, dovuto per €335 milioni alla minore fattorizzazione di crediti commerciali.

Rispetto al 31 marzo 2013 l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €507 milioni riconducibili per €368 milioni alla minore fattorizzazione di crediti commerciali.

Il leverage⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – pari allo 0,27 al 30 giugno 2013 è aumentato rispetto allo 0,25 del 31 dicembre 2012. Il leverage registrato al 30 giugno non beneficia della vendita a CNPC del 28,57% di Eni East Africa, completata il 26 luglio. Includendo l'effetto di tale transazione, il leverage sarebbe pari a 0,21.

Acconto dividendo 2013

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2013 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2013 sarà di €0,55 per azione⁵ (€0,54 nel 2012) da mettere in pagamento a partire dal 26 settembre 2013 con stacco cedola il 23 settembre 2013.

Highlight operativi e di scenario

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12			I semestre		
						2012	2013	Var. %
PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI								
1.656	1.600	1.648	(0,5)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.669	1.624	(2,7)
856	818	845	(1,3)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	861	832	(3,4)
124	121	125	0,8	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	123	(2,4)
20,15	30,22	19,04	(5,5)	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	50,76	49,26	(3,0)
9,62	9,16	8,69	(9,7)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	21,91	17,85	(18,5)
				Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	5,27	4,82	(8,5)
2,74	2,33	2,49	(9,1)					

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1,648 milioni di boe/giorno (1,624 milioni di boe/giorno nel semestre 2013) sostanzialmente invariata rispetto al secondo trimestre 2012, -0,5% [-2,7% rispetto al semestre 2012]. Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore in Nigeria, particolarmente rilevanti, e in Libia, e dai disinvestimenti del 2012 (cessione del 10% del giacimento Karachaganak e disinvestimento di Galp), mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività della piattaforma Elgin/Franklin nel Regno Unito non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Al netto di tali fenomeni la produzione evidenzia un incremento di circa due punti percentuali (in linea nel semestre) per effetto degli avvii di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Russia, Algeria, Angola ed Egitto, in parte compensati dalle fermate programmate, in particolare in Kazakhstan e nel Mare del Nord, e da declini delle produzioni mature.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2013 le vendite di gas di 19,04 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 5,5%, che si ridimensiona a -2,9% escludendo il contributo di Galp nel 2012 (-0,7% su base semestrale). In un quadro di contrazione della domanda e intensa pressione competitiva, le vendite Italia hanno evidenziato una sostanziale tenuta (-0,3% a 6,50 miliardi di metri cubi nel trimestre; +1,9% nel semestre). Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione rispettivamente del 19,2% e 14% nel secondo trimestre e nel primo semestre 2013, in particolare in Benelux per minori vendite all'hub e Turchia per effetto dei minori ritiri da parte di Botas, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania/Austria. In sensibile crescita i ritiri degli importatori in Italia a seguito della ripresa delle forniture libiche. In calo del 2,6% nel trimestre anche le vendite nei mercati extra europei. Nel semestre tale effetto negativo è stato più che compensato dai maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East (+10,1%).

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2013 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha registrato una flessione del 33% rispetto al secondo trimestre 2012 in un quadro di estrema volatilità, a causa dei fattori di debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, calo della domanda di raffinati ed elevato costo della carica petrolifera (margine TRC Brent a 3,97 \$/barile, rispetto a 5,89 \$/barile del secondo trimestre 2012). I risultati della raffinazione Eni sono stati inoltre penalizzati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha ridotto la redditività delle lavorazioni complesse.

[3] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag.33.

[4] In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 33.

[5] Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 13,6% a 1,71 milioni di tonnellate (-11,3% nel semestre) per effetto del calo dei consumi nazionali e della quota di mercato che nel secondo trimestre 2013 scende al 28% rispetto al 30,8% del secondo trimestre 2012. Le vendite rete nei mercati europei del secondo trimestre 2013 sono in lieve crescita grazie al contributo dei maggiori volumi commercializzati principalmente in Germania e Austria, parzialmente compensati dalla flessione registrata in Repubblica Ceca (a 0,78 milioni di tonnellate; in lieve calo nel semestre a 1,46 milioni di tonnellate, -1,4%).

Sviluppi di business

Mozambico

Nel luglio 2013, Eni e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno concluso l'operazione di cessione della partecipazione del 28,57% nella società Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico, per il corrispettivo di \$4.210 milioni, integrato per i conguagli contrattuali previsti fino alla data di closing. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4, mentre Eni, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale. Proseguono inoltre le attività previste del Joint Study Agreement finalizzato allo sviluppo del promettente blocco a shale gas situato nel Sichuan Basin in Cina.

Kazakhstan

Il Consorzio North Caspian Operating Company (NCO) BV (Eni 16,81%) che opera lo sviluppo del giacimento Kashagan è focalizzato sul completamento dell'Experimental Program. A giugno 2013 sono in linea gli impianti di trattamento onshore di Bolashak, mentre in luglio è iniziato l'avviamento degli impianti di produzione offshore. L'inizio della produzione dai pozzi è previsto nelle prossime settimane.

La sicurezza resta la priorità del Consorzio durante tutto il processo per il raggiungimento dello start-up produttivo.

Cessioni di Snam e di Galp

Il 9 maggio 2013 Eni ha collocato 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €1.458,5 milioni, al prezzo unitario di €3,69 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €75 milioni di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva da valutazione. A seguito del collocamento Eni possiede l'8,54% di Snam, pacchetto azionario interamente a servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016.

Il 31 maggio 2013 Eni ha collocato 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,7% del capitale sociale, attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €677,6 milioni al prezzo unitario di €12,22 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €95 milioni di cui €65 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione.

Al 30 giugno, la partecipazione Eni in Galp scende al 16,34%, di cui l'8% a servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015 e l'8,34% soggetto al diritto di prelazione/opzione esercitabile da Amorim Energia.

Russia

Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).

Norvegia

Nel giugno 2013 è stata aggiudicata a seguito di un bid internazionale l'operatorship e la partecipazione del 40% nelle licenze PL 717, PL 712 e PL 716, e la partecipazione del 30% nella licenza PL 714, situate nell'offshore norvegese del Mare di Barents.

Avvii produttivi

Nel primo semestre 2013, in linea con i piani produttivi sono stati avviati i seguenti principali progetti:

- (i) in Algeria, il giacimento MLE - CAFC (Eni 75%), con un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016 e il giacimento El Merk (Eni 12,25%), con picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni previsto nel 2015;
- (ii) in Angola, l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas;
- (iii) in Nigeria, nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore), il progetto offshore Abo-Fase 3;
- (iv) in Venezuela, l'accelerated early production del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco. La produzione della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015;
- (v) in Norvegia, il giacimento offshore di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

Attività esplorativa

Nel primo semestre 2013, l'attività esplorativa ha portato all'accertamento di 950 milioni di boe di risorse equity al costo unitario di \$1,1 per boe. I principali successi del periodo hanno riguardato:

- (i) Egitto, con la scoperta a olio di Rosa North-1X nella development lease di Meleiha (Eni 56%). Lo sviluppo della scoperta prevede al momento la perforazione di un altro pozzo nel corso del 2013. La produzione complessiva nell'anno è pari a 5 mila barili/giorno e sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area;
- (ii) Angola, nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) con la scoperta a olio di Vandumbu 1;
- (iii) Congo, nel Blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nene Marine;
- (iv) Mozambico, con i pozzi di delineazione Coral 3 e Mamba Sud 3. Le nuove scoperte consentono di rivalutare le stime delle risorse nel complesso di Mamba e di Coral a 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Eni ha in programma la perforazione di un nuovo pozzo esplorativo che consentirà di valutare il potenziale di idrocarburi nella parte meridionale più profonda dell'Area 4;
- (v) Ghana, con il pozzo di appraisal Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale a olio nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili;
- (vi) Pakistan, con la scoperta a gas di Lundali 1 nella concessione Sukhpur (Eni 45%, operatore) nell'onshore pakistano con un potenziale produttivo superiore ai 3 mila boe/giorno.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 è caratterizzato dai rischi e dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale a causa in particolare della prolungata fase recessiva dell'eurozona. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di leggero indebolimento dei fondamentali a causa di un surplus globale di offerta. Il management prevede il perdurare di condizioni negative nei settori europei del gas, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica. La domanda di commodity energetiche è in contrazione a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e da Versalis dipenderà principalmente dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di efficienza.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** il livello produttivo su base annua è previsto sostanzialmente in linea rispetto al consuntivo 2012, ipotizzando il perdurare degli eventi straordinari in Nigeria e Libia che hanno caratterizzato il primo semestre 2013. L'avvio di importanti progetti, tra cui quelli in Algeria, Angola e Kazakistan e l'entrata a regime di campi avviati nel 2012, in particolare in Egitto, più che compensano questi fenomeni, il declino delle produzioni mature e l'impatto dei disinvestimenti 2012;
- **vendite di gas:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (95,39 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture) per effetto principalmente della cessione di Galp e dell'utilizzo della flessibilità ottenuta dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa dello scenario negativo e della fermata programmata di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery, i cui effetti saranno attenuati dall'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione a tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa della contrazione della domanda nazionale di carburanti, della pressione competitiva e scontando l'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La riduzione prevista in Italia sarà parzialmente compensata dall'incremento delle vendite atteso nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il settore prevede di chiudere il 2013 con una sensibile contrazione del risultato.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 riguarderanno lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Sub-Sahariana, Africa Settentrionale, Norvegia, Stati Uniti, Iraq, Kazakistan, Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Sub-Sahariana, Norvegia, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative di ottimizzazione e crescita selettiva negli altri settori con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 104 \$/barile, è previsto in leggero miglioramento rispetto al livello di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practices di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2013, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali trend di business rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2013 e al secondo trimestre 2012 e al primo semestre 2013 e 2012. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2013, al 31 marzo 2013 e al 31 dicembre 2012. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 giugno 2013 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2012, a cui si rinvia, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2013.

In particolare, le principali novità in materia di principi contabili riguardano l'entrata in vigore delle nuove disposizioni dello IAS 19 (omologato con il regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012) che prevede, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali relativi a piani a benefici definiti nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il cd metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; e (ii) la rappresentazione nel cd "net interest" della componente di rendimento dell'attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il "net interest" è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Il "net interest" dei piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari". Le nuove disposizioni dello IAS 19 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012. Nei conti semestrali consolidati al 30 giugno 2013, l'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 19 ha comportato rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: (i) una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €123 milioni e €61 milioni; (ii) una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €269 milioni e €155 milioni, di cui €149 milioni e €96 milioni relativi agli utili e alle perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul risultato economico del primo semestre 2012 è trascurabile. La rappresentazione del "net interest" dei piani a benefici definiti tra i "Proventi (oneri) finanziari", in luogo della precedente rappresentazione come componente del costo lavoro, ha determinato una variazione positiva dell'utile operativo del primo semestre 2012 di €23 milioni.

Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Massimo Mondazzi, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, buy-back, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Casella e-mail: segreteria societaria.azionisti@eni.com

Investor Relations

Casella e-mail: investor.relations@eni.com

Tel.: +39 0252051651 - **Fax:** +39 0252031929

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: ufficio.stampa@eni.com

Tel.: +39 0252031287 - +39 0659822040

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - **Fax:** +39 0659822141

*Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2013 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del secondo trimestre e primo semestre 2013

(€ milioni)

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre 2012	2013	Var. %
30.063	31.165	28.111	(6,5)	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	63.203	59.276	(6,2)
2.791	3.834	1.459	(47,7)	Utile operativo - continuing operations	9.340	5.293	(43,3)
326	10	326		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(86)	336	
1.104	(131)	162		Esclusione special item	1.204	31	
4.221	3.713	1.947	(53,9)	Utile operativo adjusted - continuing operations	10.458	5.660	(45,9)
				Dettaglio per settore di attività			
4.239	3.999	3.409	(19,6)	Exploration & Production	9.334	7.408	(20,6)
(401)	(227)	(436)	(8,7)	Gas & Power	618	(663)	..
(142)	(152)	(174)	(22,5)	Refining & Marketing	(366)	(326)	10,9
(25)	(63)	(82)	..	Versalis	(194)	(145)	25,3
389	204	(680)	..	Ingegneria & Costruzioni	767	(476)	..
(57)	(55)	(52)	8,8	Altre attività	(102)	(107)	(4,9)
(99)	(82)	(76)	..	Corporate e società finanziarie	(179)	(158)	11,7
				Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	580	127	
3.997	3.713	1.947	(51,3)	Utile operativo adjusted - continuing operations senza contributo Snam	9.962	5.660	(43,2)
(528)	(203)	(279)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(810)	(482)	
297	141	331		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	469	472	
(2.533)	(2.245)	(1.824)		Imposte sul reddito ^(b)	(5.945)	(4.069)	
63,5	61,5	91,2		Tax rate (%)	58,8	72,0	
1.457	1.406	175	(88,0)	Utile netto adjusted - continuing operations	4.172	1.581	(62,1)
156	1.543	275	76,3	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.700	1.818	(50,9)
209	7	203		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(70)	210	
1.003	(165)	98		Esclusione special item	203	(67)	
1.368	1.385	576	(57,9)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.833	1.961	(48,8)
76			..	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations	150		..
1.444	1.385	576	(60,1)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations senza contributo Snam	3.983	1.961	(50,8)
1.289	1.385	576	(55,3)	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.649	1.961	(46,3)
0,04	0,43	0,07	75,0	per azione (€)	1,02	0,50	(51,0)
0,10	1,14	0,18	80,0	per ADR (\$)	2,64	1,31	(50,4)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,38	0,38	0,16	(57,9)	per azione (€)	1,06	0,54	(49,1)
0,97	1,00	0,42	(56,7)	per ADR (\$)	2,75	1,42	(48,4)
3.622,8	3.622,8	3.622,8		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c)	3.622,7	3.622,8	
4.219	2.798	1.954	(53,7)	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.340	4.752	(43,0)
8			..	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	82		..
4.227	2.798	1.954	(53,8)	Flusso di cassa netto da attività operativa	8.422	4.752	(43,6)
3.015	3.119	2.812	(6,7)	Investimenti tecnici - continuing operations	5.647	5.931	5,0

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
108,19	112,60	102,44	(5,3)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	113,34	107,50	(5,2)
1,281	1,321	1,306	2,0	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,296	1,313	1,3
84,46	85,24	78,44	(7,1)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	87,45	81,87	(6,4)
5,89	3,97	3,97	(32,6)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,41	3,97	(10,0)
6,31	4,30	3,76	(40,4)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	4,79	4,03	(15,9)
4,60	3,01	3,04	(33,9)	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,40	3,02	(11,2)
9,09	11,46	10,06	10,7	Prezzo gas NBP ^(d)	9,21	10,76	16,8
0,7	0,2	0,2	(71,4)	Euribor - a tre mesi (%)	0,9	0,2	(77,8)
0,5	0,3	0,3	(40,0)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,5	0,3	(40,0)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

Risultati di Gruppo

Nel secondo trimestre 2013 Eni ha registrato l'**utile netto di competenza dei propri azionisti** di €275 milioni, che riflette le difficoltà attuali del Gruppo a causa della perdurante debolezza della domanda di gas, carburanti e prodotti chimici, dell'elevata pressione competitiva ed eccesso di offerta nei mercati di riferimento e delle criticità commerciali e operative di Saipem che ha riportato una rilevante perdita operativa. Tali driver unitamente alla flessione dei prezzi del petrolio hanno determinato una contrazione del 47,7% dell'utile operativo reported (da €2.791 milioni nel secondo trimestre 2012 a €1.459 milioni), nonostante la rilevazione di svalutazioni dei goodwill gas e d'impianti di raffinazione di circa €1,2 miliardi nel secondo trimestre 2012. Tale flessione è stata assorbita a livello di utile netto di competenza Eni (in aumento di €119 milioni, pari al 76,3% rispetto al secondo trimestre 2012) dalla quota di perdite operative Saipem di competenza degli azionisti di minoranza, dalle minori imposte sul reddito (+€840 milioni) e dai maggiori proventi su partecipazioni (+€220 milioni) dovuti alle plusvalenze registrate sulla cessione delle partecipazioni Snam (€75 milioni) e Galp (€95 milioni).

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** del primo semestre 2013 ammonta a €1.818 milioni, con una riduzione di €1.882 milioni, -50,9%, per effetto degli stessi fenomeni illustrati nel commento ai risultati del trimestre e della circostanza che il primo semestre 2012 aveva beneficiato nel settore Gas & Power di maggiori proventi dalle rinegoziazioni dei contratti gas, alcune delle quali con effetto retroattivo all'inizio del 2011.

Nel trimestre, l'**utile operativo adjusted** è stato di €1.947 milioni, -53,9% rispetto al secondo trimestre 2012 (€5.660 milioni, -45,9% su base semestrale). Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile operativo adjusted si riduce al 51,3% (al 43,2% su base semestrale). Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona ulteriormente al 27,2% (33,3% su base semestrale).

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €576 milioni è diminuito di €792 milioni rispetto al secondo trimestre 2012 (-57,9%). Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 55,3%. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona al 26,7%.

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del secondo trimestre 2013 è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €203 milioni e special item costituiti da oneri netti di €98 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi come in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri pari a €127 milioni), per una rettifica complessiva positiva di €301 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo (€162 milioni nel trimestre; €31 milioni nel semestre) si riferiscono a: (i) l'utilizzo per esuberanza di un fondo accantonato a fronte di oneri straordinari al netto di accantonamenti ambientali e per incentivazione all'esodo; (ii) plusvalenze da cessione relative ad asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€14 milioni e €65 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente); (iii) svalutazioni di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (€39 milioni sia nel trimestre che nel semestre), nonché di investimenti di periodo di compliance e stay-in-business relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€25 milioni e €41 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente); (iv) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (€131 milioni e €54 milioni nel trimestre e

nel semestre rispettivamente); (v) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (oneri di €127 milioni e €71 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente).

Gli special item non operativi includono principalmente la plusvalenza Galp sulla cessione dell'8% del capitale sociale pari a €95 milioni, di cui €65 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione, e la plusvalenza Snam sulla cessione dell'11,69% del capitale sociale (€75 milioni, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione).

Nel semestre, l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.961 milioni è diminuito di €1.872 milioni rispetto al primo semestre 2012 (-48,8%). Depurando il semestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 46,3%. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona ulteriormente al 35,9%.

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €210 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €67 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €143 milioni.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel secondo trimestre e primo semestre 2013 è stato determinato dalla perdita operativa del settore Ingegneria & Costruzioni e dal minore utile operativo adjusted registrato nell'Exploration & Production; su base semestrale anche il settore Gas & Power evidenzia un importante peggioramento.

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2013 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €3.409 milioni, con una riduzione del 19,6% (-20,6% nel semestre) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -4,7%) e della minore produzione venduta. L'utile netto adjusted di €1.441 milioni è diminuito del 16% (€3.111 milioni; -16,1% su base semestrale). Il peggioramento della performance operativa è stato parzialmente assorbito dai maggiori proventi su partecipazioni e dalla flessione del tax rate adjusted (circa un punto e due punti percentuali rispettivamente nei due periodi) dovuta alla minore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €436 milioni, in leggero peggioramento rispetto al secondo trimestre 2012 (-€35 milioni). L'attività Mercato ha registrato una perdita operativa a causa della contrazione dei prezzi di vendita in Italia, del calo dei volumi dovuto alla debole domanda, della flessione dei margini dell'energia elettrica e della forte pressione competitiva i cui effetti sono stati in parte compensati dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas e dalla ripresa delle forniture libiche. La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €231 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €120 milioni rispetto al secondo trimestre 2012.

Nel primo semestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato un peggioramento di €1.281 milioni accusando la perdita operativa adjusted di €663 milioni a fronte dell'utile operativo adjusted di €618 milioni del primo semestre 2012, che peraltro beneficiava dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti long-term, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva. Gli altri driver del peggioramento sono gli stessi del trimestre.

Il settore ha chiuso il semestre con la perdita netta adjusted di €371 milioni con un peggioramento di €996 milioni rispetto al semestre 2012, penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2013 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €174 milioni con un peggioramento di €32 milioni rispetto al secondo trimestre del 2012, pari al 22,5% per effetto del peggioramento del margine di raffinazione, su cui ha pesato il restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti, e il proseguimento della contrazione dei consumi di carburanti. La perdita netta adjusted è aumentata di €31 milioni. Su base semestrale, il settore ha contenuto la perdita operativa a -€326 milioni (+€40 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) beneficiando del miglioramento della performance conseguito nel primo trimestre 2013 a seguito del temporaneo recupero delle quotazioni della benzina. La perdita netta adjusted migliora di €62 milioni, per effetto del miglioramento della performance operativa e dei maggiori risultati delle società valutate a equity.

Versalis

Nel secondo trimestre 2013 il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di -€82 milioni (-€25 milioni nel secondo trimestre 2012) che riflette la flessione dei volumi a causa del debole andamento della domanda di commodity in un quadro economico recessivo nonché la flessione del margine benchmark del cracker. La perdita netta adjusted ha registrato un peggioramento di €54 milioni (da una perdita netta di €24 milioni nel secondo trimestre 2012 a €78 milioni nel secondo trimestre 2013). Nel semestre 2013 la perdita operativa adjusted è diminuita di €49 milioni, pari al 25,3%. Il peggioramento del secondo trimestre è stato più che compensato dalla performance conseguita nel primo trimestre 2013 che ha beneficiato delle azioni di riduzione dei costi e del temporaneo miglioramento dello scenario prezzi. La perdita netta adjusted è diminuita del 4,9% rispetto al semestre 2012.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato la perdita operativa adjusted di €680 milioni (-€1.069 milioni rispetto al secondo trimestre 2012 che chiudeva con l'utile operativo di €389 milioni; -€476 milioni la perdita operativa su base semestrale con uno scostamento di €1,24 miliardi). Tale rilevante peggioramento riflette principalmente le difficoltà operative e commerciali di Saipem che hanno indotto il management a rivedere le stime di redditività d'importanti commesse in fase di completamento in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore, peraltro in un quadro di generale deterioramento dei business delle costruzioni onshore e offshore con ridotti livelli di attività a causa delle incertezze macroeconomiche. A livello di netto, la perdita si attesta sugli stessi livelli di quella operativa [-€649 milioni nel trimestre; -€519 nel semestre] in assenza di valorizzazione fiscale.

Stato patrimoniale riclassificato ⁶

(€ milioni)

	31 dic. 2012 ^(a)	31 mar. 2013	30 giu. 2013	Var. ass. vs 31 dic. 2012	Var. ass. vs 31 mar. 2013
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	63.466	65.442	64.441	975	(1.001)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.583	2.359	(179)	(224)
Attività immateriali	4.487	4.564	4.533	46	(31)
Partecipazioni	9.347	9.640	7.337	(2.010)	(2.303)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.510	1.474	17	(36)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.064)	(1.274)	(132)	(210)
	80.153	82.675	78.870	(1.283)	(3.805)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	8.496	8.275	8.035	(461)	(240)
Crediti commerciali	19.966	23.937	20.324	358	(3.613)
Debiti commerciali	(14.993)	(16.857)	(13.200)	1.793	3.657
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(4.477)	(3.064)	140	1.413
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(13.275)	(13.180)	423	95
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	2.182	1.845	(628)	(337)
	(865)	(215)	760	1.625	975
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.374)	(1.395)	(1.400)	(26)	(5)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	155	177	107	(48)	(70)
CAPITALE INVESTITO NETTO	78.069	81.242	78.337	268	(2.905)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	61.774	58.977	(83)	(2.797)
Interessenze di terzi	3.498	3.483	2.868	(630)	(615)
	62.558	65.257	61.845	(713)	(3.412)
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.985	16.492	981	507
COPERTURE	78.069	81.242	78.337	268	(2.905)
Leverage	0,25	0,24	0,27	0,02	0,03

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dello IAS19 si rinvia alla nota metodologica di pag. 7.

Il **capitale immobilizzato** (€78.870 milioni) è diminuito di €1.283 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto della riduzione della voce "Partecipazioni" a seguito della cessione delle partecipazioni in Snam e Galp, degli ammortamenti e svalutazioni (€4.627 milioni) di periodo, parzialmente compensati dagli investimenti tecnici del periodo (€5.931 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (€760 milioni) è aumentato di €1.625 milioni per effetto del peggioramento del saldo debiti/crediti commerciali (+€2.151 milioni) anche a seguito di minori crediti ceduti in factoring e dell'utilizzo dei fondi rischi (+€423 milioni). La riduzione delle rimanenze (-€461 milioni) è dovuta principalmente all'effetto della flessione dei prezzi degli idrocarburi nella valutazione delle scorte di prodotti al costo medio ponderato.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€107 milioni) riguardano asset non strategici delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€61.845 milioni) è diminuito di €713 milioni. Tale riduzione riflette l'utile complessivo di periodo (€1.497 milioni) dato dall'utile di conto economico di €1.438 milioni e dalle differenze cambio da conversione positive rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo (€156 milioni), i cui effetti sono stati più che compensati dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.210 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2012 di €1.956 milioni e dividendi ai non-controlling interest di Saipem e altre entità minori).

(6) Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Rendiconto finanziario riclassificato ⁷

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre		
				2012	2013	Var. ass.
245	1.564	(126)	Utile netto - continuing operations	4.039	1.438	(2.601)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
3.373	2.055	2.559	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.515	4.614	99
(347)	(51)	(117)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(370)	(168)	202
2.573	2.364	1.562	- dividendi, interessi e imposte	6.270	3.926	(2.344)
1.352	(471)	448	Variazione del capitale di esercizio	(293)	(23)	270
(2.977)	(2.663)	(2.372)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.821)	(5.035)	786
4.219	2.798	1.954	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.340	4.752	(3.588)
8			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	82		(82)
4.227	2.798	1.954	Flusso di cassa netto da attività operativa	8.422	4.752	(3.670)
(3.015)	(3.119)	(2.812)	Investimenti tecnici - continuing operations	(5.647)	(5.931)	(284)
(254)			Investimenti tecnici - discontinued operations	(493)		493
(3.269)	(3.119)	(2.812)	Investimenti tecnici	(6.140)	(5.931)	209
(61)	(113)	(63)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(306)	(176)	130
722	75	2.390	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	774	2.465	1.691
(312)	(23)	59	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(574)	36	610
1.307	(382)	1.528	Free cash flow	2.176	1.146	(1.030)
(334)	936	18	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(336)	954	1.290
3.939	1.829	(1.618)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.577	211	(3.366)
(2.274)	(63)	(2.129)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.280)	(2.192)	88
12	11	(45)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	3	(34)	(37)
2.650	2.331	(2.246)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	3.140	85	(3.055)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre		
				2012	2013	Var. ass.
1.307	(382)	1.528	Free cash flow	2.176	1.146	(1.030)
	(6)		Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(6)	(4)
(3)			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(3)		3
1.487	(23)	94	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	1.232	71	(1.161)
(2.274)	(63)	(2.129)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.280)	(2.192)	88
517	(474)	(507)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.123	(981)	(2.104)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €4.752 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €2.465 milioni hanno coperto parte dei fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€5.931 milioni) e finanziari (€176 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.192 milioni (€1.956 milioni relativi al saldo dividendo 2012 agli azionisti Eni e €211 milioni relativi agli azionisti di minoranza in particolare di Saipem), determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €981 milioni rispetto al 31 dicembre 2012. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (-€335 milioni, €1.868 milioni nel primo semestre 2013; €2.203 milioni a fine 2012).

Le dismissioni hanno riguardato principalmente l'11,69% del capitale sociale di Snam a (€1.459 milioni), l'8% del capitale sociale di Galp, attraverso cessioni spot di titoli e a investitori istituzionali (per complessivi €810 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production.

(7) Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 30 giugno 2013 le prescrizioni regolamentari dell'art.36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc e Eni Canada Holding Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2013.

Exploration & Production

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2012	2013	
RISULTATI								
8.553	7.783	7.835	(8,4)	Ricavi della gestione caratteristica		17.896	15.618	(12,7)
4.458	4.053	3.383	(24,1)	Utile operativo		9.552	7.436	(22,2)
(219)	(54)	26		Esclusione special item:		(218)	(28)	
91		39		- svalutazioni di asset e altre attività		91	39	
(339)	(51)	(14)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(351)	(65)	
7	1	9		- oneri per incentivazione all'esodo		8	10	
(20)	2	(2)		- derivati su commodity		1		
(5)	(7)	(2)		- differenze e derivati su cambi		(14)	(9)	
47	1	(4)		- altro		47	(3)	
4.239	3.999	3.409	(19,6)	Utile operativo adjusted		9.334	7.408	(20,6)
(69)	(63)	(62)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(136)	(125)	
199	20	263		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		242	283	
(2.653)	(2.286)	(2.169)		Imposte sul reddito ^(a)		(5.732)	(4.455)	
60,7	57,8	60,1		Tax rate (%)		60,7	58,9	
1.716	1.670	1.441	(16,0)	Utile netto adjusted		3.708	3.111	(16,1)
I risultati includono:								
2.101	1.754	2.097	(0,2)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		3.918	3.851	(1,7)
di cui:								
505	390	501	(0,8)	ammortamenti di ricerca esplorativa		903	891	(1,3)
408	330	400	(2,0)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		691	730	5,6
97	60	101	4,1	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		212	161	(24,1)
2.437	2.330	2.563	5,2	Investimenti tecnici		4.455	4.893	9,8
di cui:								
468	466	478	2,1	- ricerca esplorativa ^(b)		826	944	14,3
Produzioni ^{(c) (d)}								
856	818	845	(1,3)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	861	832	(3,4)
124	121	125	0,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	123	(2,4)
1.656	1.600	1.648	(0,5)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.669	1.624	(2,7)
Prezzi medi di realizzo								
101,46	102,32	93,25	(8,1)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	106,53	97,60	(8,4)
246,05	253,76	259,83	5,6	Gas naturale	(\$/kmc)	252,61	256,83	1,7
72,02	72,10	68,65	(4,7)	Idrocarburi	(\$/boe)	75,10	70,33	(6,4)
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
108,19	112,60	102,44	(5,3)	Brent dated	(\$/bbl)	113,34	107,50	(5,2)
84,46	85,24	78,44	(7,1)	Brent dated	(€/bbl)	87,45	81,87	(6,4)
93,44	94,30	94,12	0,7	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	98,21	94,21	(4,1)
2,28	3,49	4,01	75,9	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,36	3,75	58,9

(a) Escludono gli special item.

(b) Include costi di acquisizione di licenze e bonus di firma.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 41.

(d) Include la quota Eni della produzione di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.409 milioni con una riduzione di €830 milioni rispetto al secondo trimestre 2012, pari al 19,6%, a causa della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio di produzione (-8,1%) guidati dal trend ribassista delle quotazioni Brent (102,44 \$/barile nel trimestre 2013, -5,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+2%) attraverso la conversione in euro dei risultati delle consociate estere aventi il dollaro come moneta funzionale.

Nel trimestre sono stati rilevati oneri netti special di €26 milioni (proventi netti di €28 milioni nel semestre) che hanno riguardato principalmente svalutazioni e plusvalenze sulla cessione di asset marginali.

L'utile netto adjusted di €1.441 milioni è diminuito di €275 milioni, pari al 16%, rispetto al secondo trimestre 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa, beneficiando in parte dei maggiori proventi su partecipazione e della flessione del tax rate (circa un punto percentuale) dovuta alla minore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità.

Nel **primo semestre 2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €7.408 milioni, con una riduzione di €1.926 milioni rispetto al semestre 2012, pari al 20,6%, per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -6,4%), della minore produzione venduta e, in misura minore, dell'effetto cambio.

L'utile netto adjusted di €3.111 milioni è diminuito di €597 milioni, pari al 16,1%, rispetto al semestre 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa, beneficiando in parte della flessione del tax rate (circa due punti percentuali).

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2013** la produzione di idrocarburi è stata di 1,648 milioni di boe/giorno sostanzialmente invariata rispetto al secondo trimestre 2012, -0,5% (-2,7% nel semestre a 1,624 milioni di boe/giorno). Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore in Nigeria, particolarmente rilevanti, e in Libia, e dai disinvestimenti del 2012 (cessione del 10% del giacimento Karachaganak e disinvestimento di Galp), mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività della piattaforma Elgin/Franklin nel Regno Unito (Eni 21,87%, giacimento operato da altra Oil Major) non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Al netto di tali effetti la produzione evidenzia un incremento di circa due punti percentuali (in linea nel semestre) per effetto degli avvii di nuovi giacimenti e crescita dei campi avviati principalmente in Russia, Algeria, Angola ed Egitto, in parte compensati dalle fermate programmate, in particolare in Kazakhstan e nel Mare del Nord, e da declini delle produzioni mature.

La quota di produzione estera è stata dell'89% (stessa percentuale nel semestre).

La produzione di petrolio (845 mila barili/giorno) è diminuita di 11 mila/barili giorno, pari all'1,3%, principalmente a causa delle minori produzioni in Nigeria, delle fermate programmate e del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Egitto, Russia e Angola, e dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (125 milioni di metri cubi/giorno) è in leggero aumento rispetto al secondo trimestre 2012 (+0,8%). Il contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Russia, Algeria ed Angola è stato parzialmente compensato dalle minori produzioni in Nigeria e dal declino delle produzioni mature.

Nel **primo semestre 2013** la produzione di petrolio (832 mila barili/giorno) è diminuita di 29 mila/barili giorno, pari al 3,4%, principalmente a causa delle minori produzioni in Nigeria, delle fermate programmate e declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Egitto, Russia e Angola, e dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (123 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-2,4%). Le minori produzioni in Nigeria e il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Russia, Algeria ed Angola.

Gas & Power

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		(€ milioni)	I semestre 2012	2013	Var. %
7.865	10.842	6.520	(17,1)	RISULTATI (*)				
(1.557)	(105)	(454)	70,8	Ricavi della gestione caratteristica		19.993	17.362	(13,2)
114	(37)	4		Utile operativo		(641)	(559)	12,8
1.042	(85)	14		Esclusione (utile) perdita di magazzino		127	(33)	
(3)				Esclusione special item		1.132	(71)	
849				- oneri ambientali		(3)		
				- svalutazioni		849		
				- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		
(20)	(102)			- accantonamenti a fondo rischi		77	(102)	
4	1			- oneri per incentivazione all'esodo		4	1	
	(79)	133		- derivati su commodity			54	
210	82	(121)		- differenze e derivati su cambi		200	(39)	
2	13	2		- altro		6	15	
(401)	(227)	(436)	(8,7)	Utile operativo adjusted		618	(663)	..
(494)	(304)	(457)	7,5	Mercato		434	(761)	..
93	77	21	(77,4)	Trasporto Internazionale		184	98	(46,7)
1	7	4		Proventi (oneri) finanziari netti (a)		8	11	
81	30	56		Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		187	86	
208	50	145		Imposte sul reddito (a)		(188)	195	
..		Tax rate (%)		
(111)	(140)	(231)	..	Utile netto adjusted		625	(371)	..
53	28	57	7,5	Investimenti tecnici		85	85	
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
6,52	12,53	6,50	(0,3)	Italia		18,67	19,03	1,9
13,63	17,69	12,54	(8,0)	Vendite internazionali		32,09	30,23	(5,8)
11,13	15,14	10,06	(9,6)	- Resto d'Europa		27,44	25,20	(8,2)
1,90	1,84	1,85	(2,6)	- Mercati extra europei		3,35	3,69	10,1
0,60	0,71	0,63	5,0	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,30	1,34	3,1
20,15	30,22	19,04	(5,5)	TOTALE VENDITE MONDO		50,76	49,26	(3,0)
				di cui:				
17,29	27,56	16,79	(2,9)	- società consolidate		44,42	44,35	(0,2)
2,26	1,95	1,62	(28,3)	- società collegate		5,04	3,57	(29,2)
0,60	0,71	0,63	5,0	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,30	1,34	3,1
9,62	9,16	8,69	(9,7)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	21,91	17,85	(18,5)

(*) I risultati della Divisione Gas & Power includono le attività Mercato e Trasporto internazionale.

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2013** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €436 milioni, in aumento di €35 milioni rispetto al secondo trimestre 2012 a causa del minore utile del Trasporto Internazionale (-€72 milioni, -77,4%). L'attività Mercato ha registrato un leggero miglioramento (+7,5%). Gli effetti della contrazione dei margini unitari di commercializzazione del gas dovuto alla flessione dei prezzi di vendita, della flessione dei margini dell'energia elettrica, il calo dei volumi a seguito della debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e la forte pressione competitiva sono stati assorbiti dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali benefici e dalla ripresa delle forniture libiche.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €14 milioni relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity (€133 milioni) nonché alla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (un provento di €121 milioni).

Nel semestre inoltre è stato rilevato l'utilizzo per esubero di un fondo accantonato a fronte di oneri straordinari (€102 milioni). La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €231 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €120 milioni rispetto al secondo trimestre 2012 per effetto della minore performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni dovuti alla cessione Galp.

Nel **primo semestre 2013** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €663 milioni, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €618 milioni registrato nel primo semestre 2012. L'attività Mercato ha chiuso il semestre con la perdita di €761 milioni con la contrazione di circa €1,2 miliardi rispetto al primo semestre 2012 che peraltro aveva beneficiato dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011. Gli altri driver del peggioramento sono gli stessi del trimestre. In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-46,7%).

Il settore ha chiuso il semestre con la perdita netta adjusted di €371 milioni con una diminuzione di €996 milioni rispetto al semestre 2012 penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre 2012	2013	Var. %
6,52	12,53	6,50	(0,3)	ITALIA	18,67	19,03	1,9
0,59	2,40	0,67	13,6	- Grossisti	2,47	3,07	24,3
1,49	2,78	1,86	24,8	- PSV e borsa	3,95	4,64	17,5
1,64	1,70	1,64		- Industriali	3,51	3,34	(4,8)
0,10	0,45	0,12	20,0	- PMI e terziario	0,51	0,57	11,8
0,51	0,75	0,27	(47,1)	- Termoelettrici	1,26	1,02	(19,0)
0,62	2,89	0,65	4,8	- Residenziali	3,63	3,54	(2,5)
1,57	1,56	1,29	(17,8)	- Autoconsumi	3,34	2,85	(14,7)
13,63	17,69	12,54	(8,0)	VENDITE INTERNAZIONALI	32,09	30,23	(5,8)
11,13	15,14	10,06	(9,6)	Resto d'Europa	27,44	25,20	(8,2)
0,24	1,22	1,26	..	- Importatori in Italia	1,02	2,48	..
10,89	13,92	8,80	(19,2)	- Mercati europei	26,42	22,72	(14,0)
1,75	1,24	1,18	(32,6)	<i>Penisola Iberica</i>	3,68	2,42	(34,2)
1,54	2,83	1,65	7,1	<i>Germania/Austria</i>	4,35	4,48	3,0
2,79	2,86	1,93	(30,8)	<i>Benelux</i>	6,04	4,79	(20,7)
0,25	0,86	0,23	(8,0)	<i>Ungheria</i>	1,24	1,09	(12,1)
0,81	1,27	0,59	(27,2)	<i>Regno Unito</i>	1,86	1,86	
1,62	1,79	1,46	(9,9)	<i>Turchia</i>	3,75	3,25	(13,3)
1,75	2,76	1,60	(8,6)	<i>Francia</i>	4,55	4,36	(4,2)
0,38	0,31	0,16	(57,9)	<i>altro</i>	0,95	0,47	(50,5)
1,90	1,84	1,85	(2,6)	Mercati extra europei	3,35	3,69	10,1
0,60	0,71	0,63	5,0	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,30	1,34	3,1
20,15	30,22	19,04	(5,5)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	50,76	49,26	(3,0)

Le vendite di gas naturale del **secondo trimestre 2013** sono state di 19,04 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) in calo del 5,5% rispetto al secondo trimestre 2012 per effetto della debolezza della domanda di gas in un quadro congiunturale recessivo e della crescente pressione competitiva. Escludendo l'effetto determinato dalla perdita di collegamento nella Galp, il calo delle vendite si riduce al 2,9%.

Le vendite in Italia di 6,50 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto. I maggiori volumi commercializzati al PSV/Borsa (+0,37 miliardi di metri cubi) e al segmento grossista (+0,08 miliardi di metri cubi) sono stati quasi completamente compensati dai minori volumi venduti al segmento termoelettrico (-0,24 miliardi di metri cubi) penalizzato dal debole andamento della domanda elettrica e dalla competizione delle fonti rinnovabili e del carbone.

Gli importatori in Italia hanno ampliato in misura rilevante i ritiri (+1,02 miliardi di metri cubi) per il rientro delle disponibilità del gas libico. Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione di 2,09 miliardi di metri cubi (-19,2%) penalizzate dalla performance registrata in Penisola Iberica (-0,57 miliardi di metri cubi) per effetto dell'esclusione delle vendite Galp per la cessazione del rapporto di collegamento. Al netto di tale fattore, le vendite in Europa evidenziano un trend in calo del 14,9% penalizzato dalle flessioni nei mercati di Benelux (-0,86 miliardi di metri cubi) per minori vendite all'hub, Regno Unito (-0,22 miliardi di metri cubi) penalizzate dai minori volumi commercializzati al segmento grossista e hub e Turchia (-0,16 miliardi di metri cubi) a causa dei minori ritiri da parte di Botas. In controtendenza la performance registrata in Germania/Austria per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese (+0,11 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2013** sono state di 49,26 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 1,50 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 3%, per effetto degli stessi driver del trimestre. Escludendo l'effetto determinato dalla perdita di collegamento nella Galp, le vendite sono sostanzialmente in linea. In crescita le vendite in Italia per effetto dei maggiori volumi commercializzati al PSV/Borsa (+0,69 miliardi di metri cubi) e al segmento grossisti (+0,60 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. In calo le vendite sui mercati europei (-14%; -10,2% escludendo le vendite di Galp) in particolare in Benelux e Turchia (-1,25 e -0,50 miliardi di metri cubi, rispettivamente); in aumento le vendite spot di GNL nei mercati a premio, in particolare Giappone e Argentina.

Le vendite di **energia elettrica** di 8,69 TWh nel secondo trimestre 2013 sono in flessione del 9,7% rispetto al corrispondente periodo del 2012 per effetto dei minori volumi scambiati sulla borsa elettrica e delle minori vendite ai grossisti che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail. Nel semestre le vendite di energia elettrica di 17,85 TWh registrano un calo del 18,5% per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

(€ milioni)

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
(132)	(61)	(239)	(81,1)	EBITDA pro-forma adjusted	1.186	(300)	..
(263)	(173)	(298)	13,3	Mercato	921	(471)	..
131	112	59	(55,0)	Trasporto Internazionale	265	171	(35,5)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		(€ milioni)	I semestre 2012	2013	Var. %
15.295	13.889	15.839	3,6	RISULTATI				
(787)	(48)	(509)	35,3	Ricavi della gestione caratteristica		29.501	29.728	0,8
464	(97)	292		Utile operativo		(674)	(557)	17,4
181	(7)	43		Esclusione (utile) perdita di magazzino		106	195	
3	7	9		Esclusione special item:		202	36	
182	16	25		- oneri ambientali		7	16	
1		(2)		- svalutazioni		193	41	
(13)				- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(2)	
23	1	3		- accantonamenti a fondo rischi		(13)		
		(2)		- oneri per incentivazione all'esodo		24	4	
(17)	(21)	2		- derivati su commodity			(2)	
2	(10)	8		- differenze e derivati su cambi		(15)	(19)	
(142)	(152)	(174)	(22,5)	- altro		5	(2)	
(5)	1	(3)		Utile operativo adjusted		(366)	(326)	10,9
(5)	49	1		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(6)	(2)	
42	52	35		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		17	50	
..		Imposte sul reddito ^(a)		102	87	
(110)	(50)	(141)	(28,2)	Tax rate (%)		
166	84	126	(24,1)	Utile netto adjusted		(253)	(191)	24,5
				Investimenti		290	210	(27,6)
				Margine di raffinazione				
5,89	3,97	3,97	(32,6)	Brent dated	(\$/bbl)	4,41	3,97	(10,0)
4,60	3,01	3,04	(33,9)	Brent dated	(€/bbl)	3,40	3,02	(11,2)
6,31	4,30	3,76	(40,4)	Brent/Ural	(\$/bbl)	4,79	4,03	(15,9)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,10	4,91	4,68	(8,2)	Lavorazioni complessive		9,84	9,59	(2,5)
7,10	6,96	6,80	(4,2)	delle raffinerie interamente possedute		14,27	13,76	(3,6)
5,83	5,83	5,62	(3,6)	Lavorazioni in conto proprio		11,81	11,45	(3,0)
1,27	1,13	1,18	(7,1)	- Italia		2,46	2,31	(6,1)
2,74	2,33	2,49	(9,1)	- Resto d'Europa		5,27	4,82	(8,5)
1,98	1,65	1,71	(13,6)	Vendite Rete Europa		3,79	3,36	(11,3)
0,76	0,68	0,78	2,6	- Italia		1,48	1,46	(1,4)
3,21	2,80	3,16	(1,6)	- Resto d'Europa		6,16	5,96	(3,2)
2,18	1,86	2,08	(4,6)	Vendite Extrarete Europa		4,24	3,94	(7,1)
1,03	0,94	1,08	4,9	- Italia		1,92	2,02	5,2
0,11	0,10	0,11		- Resto d'Europa		0,21	0,21	
				Vendite Extrarete mercati extra europei				

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2013** la Divisione Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €174 milioni in aumento di €32 milioni, pari al 22,5% rispetto al secondo trimestre 2012. La performance riflette il peggioramento dello scenario di raffinazione con la flessione del margine di raffinazione (3,97 \$/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, -32,6% rispetto al secondo trimestre 2012), il restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e il calo della domanda di prodotti petroliferi. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici, e di ottimizzazione degli assetti con la riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing hanno registrato un peggioramento per effetto della contrazione delle vendite dovute al calo della domanda dei prodotti petroliferi ed elevata pressione competitiva.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €43 milioni relativi a svalutazioni di investimenti di periodo di compliance e stay-in-businesses relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€25 milioni) e all'accantonamento di oneri ambientali (€9 milioni).

Nel secondo trimestre 2013 il settore ha conseguito la perdita netta adjusted di €141 milioni, con un peggioramento di €31 milioni rispetto al secondo trimestre 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa.

Nel **primo semestre 2013** il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €326 milioni che rappresenta un miglioramento di €40 milioni rispetto al primo semestre 2012, dovuto principalmente all'andamento meno sfavorevole dello scenario di raffinazione nel primo trimestre 2013.

La perdita netta adjusted si attesta a €191 milioni, in miglioramento di €62 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2012 per effetto delle minori perdite operative e dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Le **lavorazioni** di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel secondo trimestre 2013 sono state di 6,80 milioni di tonnellate (13,76 milioni di tonnellate nel primo semestre 2013) con una diminuzione del 4,2% rispetto al secondo trimestre 2012 (-3,6% rispetto al semestre 2012).

In Italia la flessione dei volumi processati (-3,6% e -3% rispettivamente nei due periodi di confronto) riflette la fermata di Gela e una fermata non programmata dell'impianto di Sannazzaro. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni presso la Raffineria di Venezia per effetto della fermata del 2012.

All'estero, le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 7,1% nel trimestre (-6,1% su base semestrale) in particolare in Germania per la fermata di manutenzione programmata della Raffineria di Schwedt.

Le **vendite rete in Italia** di 1,71 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2012 (3,36 milioni di tonnellate nel semestre) sono diminuite di circa 270 mila tonnellate, pari al 13,6% (circa -430 mila tonnellate, -11,3% nel semestre), per effetto del calo della domanda. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 28%, in diminuzione di 2,8 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (30,8%) che beneficiava dell'effetto positivo dell'iniziativa riparti con eni.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,08 milioni di tonnellate nel secondo trimestre; 3,94 milioni di tonnellate su base semestrale) hanno registrato una flessione di circa 100 mila tonnellate, pari al 4,6% rispetto al secondo trimestre 2012 (-7,1% nel semestre) con flessioni principalmente negli oli combustibili, bitumi e gasoli per effetto del calo della domanda del segmento industriale parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati al segmento avio per effetto della maggiore domanda degli operatori del settore. La quota di mercato extrarete media nel secondo trimestre si attesta al 29,3% (29,7% nel trimestre 2012).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 780 mila tonnellate nel secondo trimestre 2013 (1,46 milioni di tonnellate su base semestrale) sono in lieve crescita rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-1,4% nel confronto con il semestre 2012). Le maggiori vendite in Austria e Svizzera sono state compensate dalla flessione dei volumi in Repubblica Ceca.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,08 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2013 (2,02 milioni di tonnellate nel semestre) sono in aumento del 4,9% e del 5,2% rispettivamente nel trimestre e nel semestre, principalmente in Slovenia, Repubblica Ceca e Francia.

Conto economico

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		I semestre 2012	2013	Var. %
30.063	31.165	28.111	(6,5)	Ricavi della gestione caratteristica	63.203	59.276	(6,2)
515	231	139	(73,0)	Altri ricavi e proventi	751	370	(50,7)
(23.974)	(25.465)	(24.251)	(1,2)	Costi operativi	(48.501)	(49.716)	(2,5)
(280)	41	(51)	81,8	Altri proventi e oneri operativi	(372)	(10)	97,3
(3.533)	(2.138)	(2.489)	29,5	Ammortamenti e svalutazioni	(5.741)	(4.627)	19,4
2.791	3.834	1.459	(47,7)	Utile operativo	9.340	5.293	(43,3)
(335)	(167)	(434)	(29,6)	Proventi (oneri) finanziari netti	(641)	(601)	6,2
306	148	526	71,9	Proventi netti su partecipazioni	1.394	674	(51,6)
2.762	3.815	1.551	(43,8)	Utile prima delle imposte	10.093	5.366	(46,8)
(2.517)	(2.251)	(1.677)	33,4	Imposte sul reddito	(6.054)	(3.928)	35,1
91,1	59,0	Tax rate (%)	60,0	73,2	..
245	1.564	(126)	..	Utile netto - continuing operations	4.039	1.438	(64,4)
128			..	Utile netto - discontinued operations	259		..
373	1.564	(126)	..	Utile netto	4.298	1.438	(66,5)
227	1.543	275	21,1	Di competenza Eni	3.844	1.818	(52,7)
156	1.543	275	76,3	- continuing operations	3.700	1.818	(50,9)
71			..	- discontinued operations	144		..
146	21	(401)	..	Interessenze di terzi	454	(380)	..
89	21	(401)	..	- continuing operations	339	(380)	..
57			..	- discontinued operations	115		..
156	1.543	275	76,3	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.700	1.818	(50,9)
209	7	203		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(70)	210	
1.003	(165)	98		Esclusione special item	203	(67)	
1.368	1.385	576	(57,9)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	3.833	1.961	(48,8)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo, dall'utile operativo e dall'utile netto reported, gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; (iii) limitatamente alle differenze e ai derivati in cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria ancorché gestiti unitariamente sul mercato vengono riclassificati nell'utile operativo. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2013

	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.383	(454)	(509)	(184)	(681)	(77)	(121)	102	1.459
Esclusione (utile) perdita di magazzino		4	292	94				(64)	326
Esclusione special item:									
oneri ambientali			9	2			36		47
svalutazioni	39		25	6			1		71
plusvalenze nette su cessione di asset	(14)		(2)						(16)
accantonamenti a fondo rischi				4			23		27
oneri per incentivazione all'esodo	9		3	1		1	1		15
derivati su commodity	(2)	133	(2)	1	1				131
differenze e derivati su cambi	(2)	(121)	2	(6)					(127)
altro	(4)	2	8				8		14
Special item dell'utile operativo	26	14	43	8	1	1	69		162
Utile operativo adjusted	3.409	(436)	(174)	(82)	(680)	(76)	(52)	38	1.947
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(62)	4	(3)		(1)	(211)	(6)		(279)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	263	56	1	(1)	11	1			331
Imposte sul reddito ^(a)	(2.169)	145	35	5	21	157		(18)	(1.824)
Tax rate (%)	60,1								91,2
Utile netto adjusted	1.441	(231)	(141)	(78)	(649)	(129)	(58)	20	175
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(401)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576
Utile netto di competenza azionisti Eni									275
Esclusione (utile) perdita di magazzino									203
Esclusione special item									98
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	E&P	G&P ^(b)	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	4.458	(1.557)	(787)	(133)	365	(102)	506	(107)	430	3.073	(506)	224	(282)	2.791
Esclusione (utile) perdita di magazzino		114	464	85				(337)		326				326
Esclusione special item:														
oneri ambientali svalutazioni	91	(3)	3	1	21		9	34		44	(9)		(9)	35
plusvalenze nette su cessione di asset	(339)		1							(338)				(338)
accantonamenti a fondo rischi		(20)	(13)					4		(29)				(29)
oneri per incentivazione all'esodo	7	4	23	8	1	5	(3)	1		46	3		3	49
derivati su commodity	(20)				2					(18)				(18)
differenze e derivati su cambi	(5)	210	(17)	6						194				194
altro	47	2	2			(2)		9		58				58
Special item dell'utile operativo	(219)	1.042	181	23	24	3	6	50		1.110	(6)		(6)	1.104
Utile operativo adjusted	4.239	(401)	(142)	(25)	389	(99)	512	(57)	93	4.509	(512)	224	(288)	4.221
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(69)	1	(5)	(2)	(1)	(432)	3	(20)		(525)	(3)		(3)	(528)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	199	81	(5)	1	21		11			308	(11)		(11)	297
Imposte sul reddito ^(b)	(2.653)	208	42	2	(127)	80	(215)		(39)	(2.702)	215	(46)	169	(2.533)
Tax rate (%)	60,7				31,1		40,9			63,0				63,5
Utile netto adjusted	1.716	(111)	(110)	(24)	282	(451)	311	(77)	54	1.590	(311)	178	(133)	1.457
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										146			(57)	89
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.444			(76)	1.368
Utile netto di competenza azionisti Eni										227			(71)	156
Esclusione (utile) perdita di magazzino										209				209
Esclusione special item										1.008			(5)	1.003
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.444			(76)	1.368

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2013

	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	7.436	(559)	(557)	(278)	(478)	(154)	(193)	76	5.293
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(33)	195	123				51	336
Esclusione special item:									
oneri ambientali			16	2			36		54
svalutazioni	39		41	6			2		88
plusvalenze nette su cessione di asset	(65)		(2)		1				(66)
accantonamenti a fondo rischi		(102)		4			23		(75)
oneri per incentivazione all'esodo	10	1	4	1		2	1		19
derivati su commodity		54	(2)	1	1				54
differenze e derivati su cambi	(9)	(39)	(19)	(4)					(71)
altro	(3)	15	(2)			(6)	24		28
Special item dell'utile operativo	(28)	(71)	36	10	2	(4)	86		31
Utile operativo adjusted	7.408	(663)	(326)	(145)	(476)	(158)	(107)	127	5.660
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(125)	11	(2)	(1)	(2)	(357)	(6)		(482)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	283	86	50	(1)	11	43			472
Imposte sul reddito ^(a)	(4.455)	195	87	11	(52)	194		(49)	(4.069)
Tax rate (%)	58,9								72,0
Utile netto adjusted	3.111	(371)	(191)	(136)	(519)	(278)	(113)	78	1.581
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(380)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.961
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.818
Esclusione (utile) perdita di magazzino									210
Esclusione special item									(67)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.961

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	E&P	G&P ^(b)	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	9.552	(641)	(674)	(229)	745	(185)	1.076	(145)	421	9.920	(1.076)	496	(580)	9.340
Esclusione (utile) perdita di magazzino		127	106	18				(337)		(86)				(86)
Esclusione special item:														
oneri ambientali svalutazioni	91	(3)	7	1	21		11	34		50	(11)	(11)		39
plusvalenze nette su cessione di asset	(351)	(1)	1		1		(3)	(11)		(364)	3		3	(361)
accantonamenti a fondo rischi		77	(13)					4		68				68
oneri per incentivazione all'esodo	8	4	24	9	1	8	1	1		56	(1)	(1)		55
derivati su commodity	1				(1)									
differenze e derivati su cambi	(14)	200	(15)	(1)						170				170
altro	47	6	5			(2)		13		69				69
Special item dell'utile operativo	(218)	1.132	202	17	22	6	9	43		1.213	(9)	(9)		1.204
Utile operativo adjusted	9.334	618	(366)	(194)	767	(179)	1.085	(102)	84	11.047	(1.085)	496	(589)	10.458
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(136)	8	(6)	(2)	(4)	(649)	7	(21)		(803)	(7)	(7)		(810)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	242	187	17	1	22		23			492	(23)	(23)		469
Imposte sul reddito ^(b)	(5.732)	(188)	102	52	(232)	182	(446)		(37)	(6.299)	446	(92)	354	(5.945)
Tax rate (%)	60,7	23,1			29,6		40,0			58,7				58,8
Utile netto adjusted	3.708	625	(253)	(143)	553	(646)	669	(123)	47	4.437	(669)	404	(265)	4.172
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										454		(115)		339
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										3.983		(150)		3.833
Utile netto di competenza azionisti Eni										3.844		(144)		3.700
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(70)				(70)
Esclusione special item										209		(6)		203
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										3.983		(150)		3.833

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.
(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2013

	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	4.053	(105)	(48)	(94)	203	(77)	(72)	(26)	3.834
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(37)	(97)	29				115	10
Esclusione special item:									
oneri ambientali			7						7
svalutazioni			16				1		17
plusvalenze nette su cessione di asset	(51)				1				(50)
accantonamenti a fondo rischi		(102)							(102)
oneri per incentivazione all'esodo	1	1	1			1			4
derivati su commodity	2	(79)							(77)
differenze e derivati su cambi	(7)	82	(21)	2					56
altro	1	13	(10)			(6)	16		14
Special item dell'utile operativo	(54)	(85)	(7)	2	1	(5)	17		(131)
Utile operativo adjusted	3.999	(227)	(152)	(63)	204	(82)	(55)	89	3.713
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(63)	7	1	(1)	(1)	(146)			(203)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	20	30	49			42			141
Imposte sul reddito ^(a)	(2.286)	50	52	6	(73)	37		(31)	(2.245)
Tax rate (%)	57,8				36,0				61,5
Utile netto adjusted	1.670	(140)	(50)	(58)	130	(149)	(55)	58	1.406
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									21
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.385
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.543
Esclusione (utile) perdita di magazzino									7
Esclusione special item									(165)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.385

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre	
				2012	2013
44	7	47	Oneri ambientali	50	54
1.153	17	71	Svalutazioni	1.164	88
(338)	(50)	(16)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(364)	(66)
(29)	(102)	27	Accantonamenti a fondo rischi	68	(75)
46	4	15	Oneri per incentivazione all'esodo	56	19
(18)	(77)	131	Derivati su commodity		54
194	56	(127)	Differenze e derivati su cambi	170	(71)
58	14	14	Altro	69	28
1.110	(131)	162	Special item dell'utile operativo	1.213	31
(193)	(36)	155	Oneri (proventi) finanziari	(169)	119
			di cui:		
(194)	(56)	127	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(170)	71
(10)	(7)	(195)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(897)	(202)
			di cui:		
(7)		(174)	- plusvalenze da cessione	(7)	(174)
		(95)	di cui: Galp		(95)
		(75)	Snam		(75)
			- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni	(835)	
			di cui: Galp	(835)	
101	9	(24)	Imposte sul reddito	62	(15)
			di cui:		
		90	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	16	90
101	9	(114)	fiscalità su special item	46	(105)
1.008	(165)	98	Totale special item dell'utile netto	209	(67)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
8.553	7.783	7.835	(8,4)	Exploration & Production	17.896	15.618	(12,7)
7.865	10.842	6.520	(17,1)	Gas & Power	19.993	17.362	(13,2)
15.295	13.889	15.839	3,6	Refining & Marketing	29.501	29.728	0,8
1.598	1.543	1.520	(4,9)	Versalis	3.241	3.063	(5,5)
3.053	2.988	2.011	(34,1)	Ingegneria & Costruzioni	6.013	4.999	(16,9)
32	22	26	(18,8)	Altre attività	61	48	(21,3)
354	326	354		Corporate e società finanziarie	664	680	2,4
(74)	(229)	202	..	Effetto eliminazione utili interni	(171)	(27)	..
(6.613)	(5.999)	(6.196)		Elisioni di consolidamento	(13.995)	(12.195)	
30.063	31.165	28.111	(6,5)		63.203	59.276	(6,2)

Costi operativi

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
22.840	24.238	22.911	0,3	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	46.249	47.149	1,9
15	(95)	74		di cui: altri special item	107	(21)	
1.134	1.227	1.340	18,2	Costo lavoro	2.252	2.567	14,0
49	4	15		di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	55	19	
23.974	25.465	24.251	1,2		48.501	49.716	2,5

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. ass.
2.010	1.754	2.058	2,4	Exploration & Production	3.827	3.812	(0,4)
106	91	70	(34,0)	Gas & Power	205	161	(21,5)
83	72	79	(4,8)	Refining & Marketing	165	151	(8,5)
21	21	21		Versalis	43	42	(2,3)
150	175	181	20,7	Ingegneria & Costruzioni	316	356	12,7
(1)				Altre attività			
17	14	16	(5,9)	Corporate e società finanziarie	33	30	(9,1)
(6)	(6)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(12)	(13)	
2.380	2.121	2.418	1,6	Ammortamenti	4.577	4.539	(0,8)
1.153	17	71	(93,8)	Svalutazioni	1.164	88	(92,4)
3.533	2.138	2.489	(29,5)		5.741	4.627	(19,4)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2013	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	78	86	15	11	13	203
Dividendi	204		35		67	306
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni			4		97	101
Altri proventi (oneri) netti	1		21		42	64
	283	86	75	11	219	674

Imposte sul reddito

(€ milioni)

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre		
				2012	2013	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(1.721)	105	(1.236)	Italia	550	(1.131)	(1.681)
4.483	3.710	2.787	Estero	9.543	6.497	(3.046)
2.762	3.815	1.551		10.093	5.366	(4.727)
			Imposte sul reddito			
(236)	99	(254)	Italia	298	(155)	(453)
2.753	2.152	1.931	Estero	5.756	4.083	(1.673)
2.517	2.251	1.677		6.054	3.928	(2.126)
			Tax rate (%)			
..	94,3	..	Italia	54,2
61,4	58,0	69,3	Estero	60,3	62,8	2,5
91,1	59,0	108,1		60,0	73,2	13,2

Utile netto adjusted

(€ milioni)

II trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013	Var. % II trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
1.716	1.670	1.441	(16,0)	Exploration & Production	3.708	3.111	(16,1)
(111)	(140)	(231)	..	Gas & Power	625	(371)	..
(110)	(50)	(141)	(28,2)	Refining & Marketing	(253)	(191)	24,5
(24)	(58)	(78)	..	Versalis	(143)	(136)	4,9
282	130	(649)	..	Ingegneria & Costruzioni	553	(519)	..
(77)	(55)	(58)	24,7	Altre attività	(123)	(113)	8,1
(451)	(149)	(129)	71,4	Corporate e società finanziarie	(646)	(278)	57,0
232	58	20		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	451	78	
1.457	1.406	175	(88,0)		4.172	1.581	(62,1)
				di competenza:			
1.368	1.385	576	(57,9)	- azionisti Eni	3.833	1.961	(48,8)
89	21	(401)	..	- interessenze di terzi	339	(380)	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31 dic. 2012	31 mar. 2013	30 giu. 2013	Var. ass. vs 31 dic. 2012	Var. ass. vs 31 mar. 2013
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	26.332	24.575	112	(1.757)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	7.177	5.731	547	(1.446)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	19.155	18.844	(435)	(311)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(10.096)	(7.850)	(85)	2.246
Titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(20)	(11)	23	9
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(231)	(222)	931	9
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.985	16.492	981	507
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.558	65.257	61.845	(713)	(3.412)
Leverage	0,25	0,24	0,27	0,02	0,03

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2013

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2013 ^(a)
Eni SpA	1.282
Eni Finance International SA	78
	1.360

(a) Comprende il disagio di emissione e il rateo di interessi.

Prestiti obbligazionari emessi nel semestre 2013 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2013 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.250	EUR	1.228	2016	fisso	0,625
			1.228			

(a) Comprende il disagio di emissione e il rateo di interessi.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2012	31 mar. 2013	30 giu. 2013
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.765	10.096	7.850
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	235	222	213
Crediti commerciali e altri crediti	28.747	32.609	28.679
Rimanenze	8.496	8.275	8.035
Attività per imposte sul reddito correnti	771	838	758
Attività per altre imposte correnti	1.230	1.099	1.045
Altre attività correnti	1.624	1.547	1.391
	48.868	54.686	47.971
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	63.466	65.442	64.441
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.583	2.359
Attività immateriali	4.487	4.564	4.533
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	4.411	4.518
Altre partecipazioni	5.085	5.229	2.819
Altre attività finanziarie	1.229	1.170	1.132
Attività per imposte anticipate	5.027	4.196	5.485
Altre attività non correnti	4.400	4.606	3.841
	90.494	92.201	89.128
Attività destinate alla vendita	516	528	486
TOTALE ATTIVITÀ	139.878	147.415	137.585
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.223	3.040	2.904
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.961	4.137	2.827
Debiti commerciali e altri debiti	23.581	26.203	22.343
Passività per imposte sul reddito correnti	1.622	1.608	1.066
Passività per altre imposte correnti	2.162	3.515	2.860
Altre passività correnti	1.437	1.523	1.221
	33.986	40.026	33.221
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.279	19.155	18.844
Fondi per rischi e oneri	13.603	13.275	13.180
Fondi per benefici ai dipendenti	1.374	1.395	1.400
Passività per imposte differite	6.740	5.992	6.775
Altre passività non correnti	1.977	1.964	1.941
	42.973	41.781	42.140
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	361	351	379
TOTALE PASSIVITÀ	77.320	82.158	75.740
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	3.498	3.483	2.868
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)	(37)	(15)
Altre riserve	49.438	56.464	53.370
Azioni proprie	(201)	(201)	(201)
Acconto sul dividendo	(1.956)		
Utile netto del periodo	7.790	1.543	1.818
Totale patrimonio netto di Eni	59.060	61.774	58.977
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.558	65.257	61.845
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.878	147.415	137.585

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre 2012 2013	
			RICAVI		
30.063	31.165	28.111	Ricavi della gestione caratteristica	63.203	59.276
515	231	139	Altri ricavi e proventi	751	370
30.578	31.396	28.250	Totale ricavi	63.954	59.646
			COSTI OPERATIVI		
22.840	24.238	22.911	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	46.249	47.149
1.134	1.227	1.340	Costo lavoro	2.252	2.567
(280)	41	(51)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(372)	(10)
3.533	2.138	2.489	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	5.741	4.627
2.791	3.834	1.459	UTILE OPERATIVO	9.340	5.293
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
3.873	1.947	1.280	Proventi finanziari	6.210	3.227
(4.047)	(2.143)	(1.666)	Oneri finanziari	(6.651)	(3.809)
(161)	29	(48)	Strumenti finanziari derivati	(200)	(19)
(335)	(167)	(434)		(641)	(601)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
165	71	132	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	342	203
141	77	394	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.052	471
306	148	526		1.394	674
2.762	3.815	1.551	UTILE ANTE IMPOSTE	10.093	5.366
(2.517)	(2.251)	(1.677)	Imposte sul reddito	(6.054)	(3.928)
245	1.564	(126)	Utile netto - continuing operations	4.039	1.438
128			Utile netto - discontinued operations	259	
373	1.564	(126)	Utile netto	4.298	1.438
			Di competenza Eni:		
156	1.543	275	- continuing operations	3.700	1.818
71			- discontinued operations	144	
227	1.543	275		3.844	1.818
			Interessenze di terzi		
89	21	(401)	- continuing operations	339	(380)
57			- discontinued operations	115	
146	21	(401)		454	(380)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,06	0,43	0,07	- semplice	1,06	0,50
0,06	0,43	0,07	- diluito	1,06	0,50
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni da continuing operations (€ per azione)		
0,04	0,43	0,07	- semplice	1,02	0,50
0,04	0,43	0,07	- diluito	1,02	0,50

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I semestre	
	2012	2013
Utile netto del periodo	4.298	1.438
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.147	156
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>		(100)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(25)	3
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	8	(2)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	8	2
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	8	
	1.146	59
Totale utile complessivo	5.444	1.497
Di competenza:		
- azionisti Eni	4.962	1.889
- interessenze di terzi	482	(392)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.558
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	1.497	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.956)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(214)	
Interessenze di terzi uscite dall'area di consolidamento	(14)	
Acquisto quote Tigáz	(26)	
Totale variazioni		(713)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2013		61.845
Di competenza:		
- azionisti Eni		58.977
- interessenze di terzi		2.868

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013		I semestre	
				2012	2013
245	1.564	(126)	Utile netto del periodo - continuing operations	4.039	1.438
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:</i>		
2.380	2.121	2.418	Ammortamenti	4.577	4.539
1.153	17	71	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.164	88
(165)	(71)	(132)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(342)	(203)
(347)	(51)	(117)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(370)	(168)
(132)	(35)	(271)	Dividendi	(156)	(306)
(11)	(36)	(31)	Interessi attivi	(48)	(67)
199	184	187	Interessi passivi	420	371
2.517	2.251	1.677	Imposte sul reddito	6.054	3.928
(13)	(19)	194	Altre variazioni	(898)	175
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(275)	235	425	- rimanenze	(621)	660
3.487	(3.599)	3.217	- crediti commerciali	605	(382)
(846)	1.564	(3.376)	- debiti commerciali	(1.098)	(1.812)
247	(442)	144	- fondi per rischi e oneri	331	(298)
(1.261)	1.771	38	- altre attività e passività	490	1.809
1.352	(471)	448	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(293)</i>	<i>(23)</i>
18	7	8	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	14	15
295	34	375	Dividendi incassati	474	409
13	21	37	Interessi incassati	25	58
(252)	(439)	(254)	Interessi pagati	(542)	(693)
(3.033)	(2.279)	(2.530)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(5.778)	(4.809)
4.219	2.798	1.954	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.340	4.752
8			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	82	
4.227	2.798	1.954	Flusso di cassa netto da attività operativa	8.422	4.752
			Investimenti:		
(2.674)	(2.617)	(2.269)	- attività materiali	(5.086)	(4.886)
(595)	(502)	(543)	- attività immateriali	(1.054)	(1.045)
	(28)		- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)	(28)
(61)	(85)	(63)	- partecipazioni	(128)	(148)
(7)	(9)	(9)	- titoli		(18)
(384)	(381)	(143)	- crediti finanziari	(608)	(524)
			- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(305)	139
(3.692)	(3.704)	(2.806)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(7.359)</i>	<i>(6.510)</i>
			Disinvestimenti:		
704	52	134	- attività materiali	727	186
1		4	- attività immateriali	30	4
(2)			- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(2)	
19	23	2.252	- partecipazioni	19	2.275
16	20	7	- titoli	32	27
79	1.343	(28)	- crediti finanziari	332	1.315
(379)	22	29	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(361)	51
438	1.460	2.398	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>777</i>	<i>3.858</i>
(3.254)	(2.244)	(408)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(6.582)	(2.652)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre	
				2012	2013
4.169	988	1.606	Assunzione di debiti finanziari non correnti	4.812	2.594
(139)	(33)	(3.220)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(681)	(3.253)
(91)	874	(4)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(554)	870
3.939	1.829	(1.618)		3.577	211
			Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	22	
1	(25)		Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(4)	(25)
(1.884)		(1.956)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.884)	(1.956)
(391)	(38)	(173)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(414)	(211)
1.665	1.766	(3.747)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.297	(1.981)
			Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(6)	(15)
(6)		(15)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	9	(19)
18	11	(30)			
2.650	2.331	(2.246)	Flusso di cassa netto del periodo	3.140	85
1.990	7.765	10.096	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.500	7.765
4.640	10.096	7.850	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	4.640	7.850

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	II trim. 2013		I semestre	
				2012	2013
			Investimenti finanziari:		
(7)			- titoli		
(338)	(168)	26	- crediti finanziari	(350)	(142)
(345)	(168)	26		(350)	(142)
			Disinvestimenti finanziari:		
7	15	7	- titoli	7	22
4	1.089	(15)	- crediti finanziari	7	1.074
11	1.104	(8)		14	1.096
(334)	936	18	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(336)	954

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
2.437	2.330	2.563	5,2	Exploration & Production	4.455	4.893	9,8
27				- acquisto di riserve proved e unproved	27		
468	466	478	2,1	- ricerca esplorativa	826	944	14,3
1.921	1.844	2.063	7,4	- sviluppo	3.568	3.907	9,5
21	20	22	4,8	- altro	34	42	23,5
53	28	57	7,5	Gas & Power	85	85	
47	27	49	4,3	- mercato	78	76	(2,6)
6	1	8	33,3	- trasporto internazionale	7	9	28,6
166	84	126	(24,1)	Refining & Marketing	290	210	(27,6)
141	70	93	(34,0)	- raffinazione, supply e logistica	243	163	(32,9)
25	14	33	32,0	- marketing	47	47	
37	53	58	56,8	Versalis	66	111	68,2
231	339	151	(34,6)	Ingegneria & Costruzioni	546	490	(10,3)
3	1	4	33,3	Altre attività	8	5	(37,5)
31	62	45	45,2	Corporate e società finanziarie	54	107	98,1
57	222	(192)		Elisioni di consolidamento	143	30	
3.015	3.119	2.812	(6,7)		5.647	5.931	5,0

Nel primo semestre 2013 gli investimenti tecnici di €5.931 milioni (€5.647 milioni nel primo semestre 2012) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Italia, Congo, Kazakhstan e Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Togo, Congo, Angola e Cina nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€490 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica in Italia e all'estero (€163 milioni) finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€47 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€43 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013	Var. % Il trim. 13 vs 12		I semestre		
					2012	2013	Var. %
197	197	196	(0,5)	Italia	357	393	10,1
501	583	556	11,0	Resto d'Europa	967	1.139	17,8
340	192	196	(42,4)	Africa Settentrionale	612	388	(36,6)
774	731	875	13,0	Africa Sub-Sahariana	1.347	1.606	19,2
177	160	164	(7,3)	Kazakhstan	341	324	(5,0)
207	209	318	53,6	Resto dell'Asia	311	527	69,5
235	251	230	(2,1)	America	508	481	(5,3)
6	7	28	..	Australia e Oceania	12	35	..
2.437	2.330	2.563	5,2		4.455	4.893	9,8

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013			I semestre 2012	2013
1.656	1.600	1.648	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.669	1.624
187	180	181	Italia		188	181
173	158	151	Resto d'Europa		190	154
573	554	598	Africa Settentrionale		571	576
333	313	322	Africa Sub-Sahariana		334	317
106	103	105	Kazakhstan		108	104
128	141	150	Resto dell'Asia		120	145
120	119	110	America		119	115
36	32	31	Australia e Oceania		39	32
144,6	135,8	140,3	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	293,8	276,1

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013			I semestre 2012	2013
856	818	845	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	861	832
63	63	67	Italia		65	65
92	79	76	Resto d'Europa		101	77
260	254	259	Africa Settentrionale		258	257
244	237	240	Africa Sub-Sahariana		244	239
64	60	68	Kazakhstan		65	64
43	44	57	Resto dell'Asia		39	51
69	69	67	America		67	68
21	12	11	Australia e Oceania		22	11

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2012	I trim. 2013	Il trim. 2013			I semestre 2012	2013
124	121	125	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	126	123
19	18	18	Italia		19	18
13	12	12	Resto d'Europa		14	12
49	46	52	Africa Settentrionale		49	50
13	12	13	Africa Sub-Sahariana		14	12
7	7	6	Kazakhstan		7	6
13	15	14	Resto dell'Asia		12	15
8	8	7	America		8	7
2	3	3	Australia e Oceania		3	3

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo [12,8 e 9,6 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2013 e 2012, rispettivamente, e 11,8 e 9,7 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2013 e 2012, rispettivamente e 10,7 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2013].

Versalis

<u>Il trim.</u> <u>2012</u>	<u>I trim.</u> <u>2013</u>	<u>II trim.</u> <u>2013</u>			<u>I semestre</u>	
					<u>2012</u>	<u>2013</u>
			Vendite	(€ milioni)		
746	683	735	Intermedi		1.479	1.418
800	807	727	Polimeri		1.660	1.524
52	53	58	Altri ricavi		102	121
1.598	1.543	1.520			3.241	3.063
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
964	894	914	Intermedi		1.813	1.808
660	603	614	Polimeri		1.301	1.217
1.624	1.497	1.528			3.114	3.025

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

<u>Il trim.</u> <u>2012</u>	<u>I trim.</u> <u>2013</u>	<u>II trim.</u> <u>2013</u>			<u>I semestre</u>	
					<u>2012</u>	<u>2013</u>
			Ordini acquisiti			
1.623	1.005	3.150	Engineering & Construction Offshore		4.229	4.155
1.141	913	1.043	Engineering & Construction Onshore		1.416	1.956
257	905	8	Perforazioni mare		405	913
166	60	67	Perforazioni terra		253	127
3.187	2.883	4.268			6.303	7.151

(€ milioni)

Portafoglio ordini	31 dic. 2012	30 giu. 2013
	19.739	21.704