



Eni annuncia i risultati del primo trimestre 2013

Roma, 24 aprile 2013 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del primo trimestre 2013¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari²

- Utile operativo adjusted: €3,79 miliardi, -36% escluso il contributo Snam nel primo trimestre 2012³;
- Utile netto adjusted: €1,43 miliardi, -39% escluso il contributo Snam nel primo trimestre 2012³;
- Cash flow: €2,80 miliardi;
- Leverage a 0,24.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,6 milioni di boe/giorno, -4,9% a causa di eventi contingenti in Nigeria, Libia e Regno Unito;
- Vendite di gas: 30,2 miliardi di metri cubi, -1,3% per la cessione di Galp;
- Definita la cessione della partecipazione del 28,57% in Eni East Africa, titolare del 70% dell'Area 4 in Mozambico, a CNPC per il corrispettivo di \$4,21 miliardi in cassa; accesso ad un promettente blocco a shale gas in Cina;
- Acquisiti permessi esplorativi in aree a elevato potenziale a Timor Leste, Cipro, Egitto e Golfo del Messico;
- Versalis cresce nei settori delle biotecnologie e delle biogomme avviando partnership con Genomatica, Pirelli e Yulex.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Confermiamo gli obiettivi di crescita e redditività del 2013 malgrado il rallentamento del primo trimestre dovuto a una serie di eventi contingenti che hanno penalizzato le produzioni di idrocarburi e al perdurare dello scenario negativo del mercato del gas. La Divisione E&P conferma gli obiettivi di crescita per il 2013 grazie ai progressi nello sviluppo dei progetti in corso. La G&P beneficerà delle rinegoziazioni dei contratti gas che mitigheranno l'impatto negativo di un mercato ancora in forte contrazione. Le Divisioni R&M e Versalis, in forte recupero rispetto allo scorso anno, proseguiranno nelle azioni di miglioramento della redditività.”

[1] Il presente comunicato stampa costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza.

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

[3] Il contributo di Snam escluso è l'utile delle transazioni di Snam con il Gruppo Eni nel primo 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

IV trim. 2012	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	I trim.		
			2012	2013	Var. %
4.970	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		6.237	3.792	(39,2)
4.970	Utile operativo adjusted - continuing operations senza contributo Snam		5.965	3.792	(36,4)
1.518	Utile netto adjusted - continuing operations		2.465	1.434	(41,8)
0,42	- per azione (€) ^(c)		0,68	0,40	(41,2)
1,09	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,78	1,06	(40,4)
1.518	Utile netto adjusted - continuing operations senza contributo Snam		2.360	1.434	(39,2)
(1.964)	Utile netto - continuing operations		3.544	1.543	(56,5)
(0,54)	- per azione (€) ^(c)		0,98	0,43	(56,1)
(1,40)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,57	1,14	(55,6)
3.425	Utile netto - discontinued operations		73		..
1.461	Utile netto		3.617	1.543	(57,3)

(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 primo trimestre 2013 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3,79 miliardi, in riduzione del 39,2% rispetto al primo trimestre 2012 per effetto essenzialmente dei minori risultati delle Divisioni Exploration & Production e Gas & Power. Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile operativo adjusted si riduce al 36,4%.

La Divisione Exploration & Production ha sofferto la flessione del prezzo del petrolio (-5% per il riferimento Brent) e la minore performance produttiva (-4,9%) penalizzata da eventi contingenti (utile operativo in calo del 21,5%). In attesa di sviluppi sul fronte delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, la Divisione Gas & Power ha chiuso il trimestre con la perdita operativa adjusted di €148 milioni a fronte dell'utile di €1.019 milioni nel 2012, penalizzata dal crollo dei prezzi di vendita in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva, mentre il risultato 2012 aveva beneficiato dei proventi delle rinegoziazioni, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva. In flessione il risultato di Ingegneria & Costruzioni (-46%) che ha risentito del calo della domanda di servizi e dei minori margini delle commesse.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dai significativi miglioramenti registrati dalla Divisione Refining & Marketing (+32,1%) e da Versalis (+62,7%) che hanno beneficiato delle azioni di efficienza e ottimizzazione, nonché della ripresa dello scenario prezzi.

Utile netto adjusted

L'utile netto adjusted di €1,43 miliardi è diminuito del 41,8%. Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 39,2%, a causa della peggiorata performance operativa e dell'incremento di circa 5 punti percentuali del tax rate consolidato che riflette il maggior contributo del settore Exploration & Production soggetto a più elevate aliquote fiscali.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3,12 miliardi hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e i progetti di ricerca esplorativa. Nel trimestre sono stati sostenuti €0,11 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e cash flow

L'indebitamento finanziario netto ⁴ al 31 marzo 2013 è pari a €15,99 miliardi con un leggero incremento rispetto a fine 2012 (+€0,47 miliardi). Il flusso di cassa netto dell'attività operativa di €2,80 miliardi ha finanziato quasi per intero gli investimenti del periodo.

Il leverage ⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è migliorato a 0,24 al 31 marzo 2013 (0,43 al 31 marzo 2012 e 0,25 al 31 dicembre 2012) grazie all'incremento del total equity su cui hanno influito i maggiori valori patrimoniali delle imprese del Gruppo operanti nell'area del dollaro per circa €1,2 miliardi in funzione del rafforzamento della divisa USA (+3% il cambio con l'euro puntuale al 31 marzo rispetto al 31 dicembre 2012).

(4) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

(5) 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. 28.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2012	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I trim.		
			2012	2013	Var. %
1.747	Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.683	1.600	(4,9)
912	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	867	818	(5,7)
130	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	121	(4,7)
25,08	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	30,61	30,22	(1,3)
10,13	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	12,29	9,16	(25,5)
2,55	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	2,53	2,33	(7,9)

(a) Il valore della produzione di idrocarburi del I trimestre 2012 è stato espresso in base al coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale in 1mc = 0,00643.

Exploration & Production

Nel primo trimestre 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1,6 milioni di boe/giorno, in riduzione del 4,9% rispetto al primo trimestre 2012 (-83 mila boe/giorno). La performance del trimestre ha risentito degli eventi di forza maggiore in Nigeria e Libia e della fermata produttiva del giacimento non operato Elgin/Franklin nel Regno Unito (Eni 21,87%), riavviato in marzo dopo circa un anno di arresto. Inoltre il livello di produzione ha risentito dei disinvestimenti del 2012 (cessione del 10% del giacimento Karachaganak e riduzione di quota nella società portoghese Galp). Gli avvii e l'entrata a regime di giacimenti in Russia, Egitto e Angola hanno compensato i declini di produzioni mature.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2013 le vendite di gas di 30,22 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione dell'1,3% rispetto al primo trimestre 2012. Escludendo la perdita di collegamento nella Galp, le vendite sono sostanzialmente in linea. In un quadro di contrazione della domanda e azione della concorrenza, le vendite in Italia hanno evidenziato una buona crescita (+3,1% a 12,53 miliardi di metri cubi): i maggiori volumi venduti al segmento grossista per acquisizione di nuovi clienti e al PSV/Borsa hanno più che assorbito le flessioni nell'industriale e nel residenziale e l'effetto scenario nei consumi. Le vendite nei mercati europei sono diminuite del 10,4% (6,9% escluso Galp), in particolare in Turchia, Ungheria e Benelux, in parte compensate dalla crescita nel Regno Unito (vendite all'hub). In crescita i ritiri degli importatori in Italia (+0,44 miliardi di metri cubi) a seguito della ripresa delle forniture libiche. In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,39 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare nella Corea del Sud.

Refining & Marketing

Nel primo trimestre 2013 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha registrato un parziale recupero rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (3,97 dollari/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, +36% rispetto al primo trimestre 2012), pur rimanendo su valori non remunerativi a causa della perdurante debolezza della domanda, elevato costo della carica petrolifera e strutturale eccesso di capacità. Il trend in aumento dello spread tra prodotti pregiati e olio combustibile ha sostenuto la redditività delle raffinerie a elevata conversione del sistema Eni.

Nel primo trimestre 2013 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione dell'8,8% a causa del calo dei consumi di carburanti su cui ha pesato la recessione e dell'intensificarsi della pressione competitiva. La quota di mercato è pari al 29,1% nel primo trimestre 2013, in calo di 1,3 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (30,4%). In calo (-5,6%) le vendite rete nei mercati europei del primo trimestre 2013, principalmente nell'Europa Occidentale.

Sviluppi di business

Mozambico

Nel marzo 2013 è stato firmato il contratto preliminare di vendita alla società cinese CNPC 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. L'operazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4, mentre Eni, attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.

Contestualmente, i due partner hanno firmato un accordo di studio finalizzato allo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchang, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina, in prossimità dei mercati di consumo locali.

Mare di Timor

È stato aggiudicato un permesso di esplorazione (Production Sharing Contract) relativo a un'area di 662 chilometri quadrati nel Mare di Timor all'interno della Joint Petroleum Development Area (JPDA), gestita congiuntamente dall'Australia e da Timor-Leste. Il PSC prevede l'impegno alla perforazione di due pozzi esplorativi nel corso dei primi due anni e l'opzione per altri due pozzi. In tale area Eni ha identificato una serie di prospetti a olio che, nel caso di eventuali scoperte, potranno essere sfruttati in sinergia con il vicino campo produttivo operato di Kitan.

Venezuela

Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (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, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018.

Stati Uniti

Nell'ambito del bid internazionale Central Gulf of Mexico Lease Sale 227, sono stati acquisiti i diritti licenza esplorativi su cinque blocchi offshore situati nelle aree ad alto potenziale di Mississippi Canyon e Desoto Canyon, che consentiranno ad Eni di consolidare la posizione nel Golfo del Messico.

Algeria

Nel gennaio 2013 è stata avviata la produzione del giacimento MLE (Eni 75%), nell'ambito dello sviluppo congiunto con il giacimento CAFC. L'impianto di trattamento gas ha una capacità produttiva giornaliera di 9 milioni di metri cubi di gas, 15.000 barili di olio e condensato e 12.000 barili di GPL, ed è collegato tramite quattro pipeline al network di trasporto del Paese.

Cipro

Sono stati firmati con le Autorità di Cipro i contratti di Exploration and Production Sharing per i Blocchi 2, 3 e 9 situati nelle acque profonde del Bacino del Levantino, per una superficie complessiva di 12.530 chilometri quadrati, segnando così l'ingresso di Eni nel Paese.

Egitto

Nell'ambito del bid internazionale EGAS 2012, è stata acquisita una licenza esplorativa (Blocco 9) nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo orientale.

Versalis

Nell'ambito della strategia di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, la controllata Versalis ha definito una serie di partnership con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme:

- con Genomatica, per la costituzione di una joint venture tecnologica per la produzione di butadiene da biomassa proveniente da colture non-food. La joint venture sarà proprietaria della tecnologia oggetto dell'accordo in esclusiva per Europa, Asia e Africa. Versalis investirà oltre 20 milioni di dollari per lo sviluppo della tecnologia di processo e intende avvalersi per prima del diritto di utilizzo della licenza e costruire i relativi impianti commerciali;
- con Pirelli, con la firma di un Memorandum of Understanding per l'avvio di un progetto di ricerca relativo all'utilizzo della gomma naturale da guayule nella produzione di pneumatici;
- con Yulex Corporation, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, per l'avvio di un progetto per la produzione di biogomma e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nell'Europa del Sud. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva. Versalis realizzerà materiali per diverse applicazioni con l'obiettivo finale di ottimizzare il processo produttivo per l'industria dei pneumatici.

Russia

È stato firmato con la società upstream russa Rosneft un accordo per lo sviluppo dei business del trading e della logistica con l'obiettivo di potenziare le sinergie tra le rispettive infrastrutture, valorizzando al meglio i rispettivi portafogli di greggio e la produzione di prodotti raffinati. L'accordo consolida la partnership tra Eni e Rosneft, strategica per lo sviluppo delle attività di Eni dell'upstream russo.

Vietnam

È stato firmato con la compagnia petrolifera di stato vietnamita Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) un accordo per la valutazione congiunta del potenziale di risorse non convenzionali nel paese.

Attività esplorativa

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo in:

- Mozambico, con due nuove scoperte di gas naturale all'interno del complesso di Mamba, nell'Area 4, attraverso i pozzi di delimitazione Coral 3 e Mamba Sud 3, che incrementano il potenziale dell'area operata da Eni a 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place;
- Angola nel blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) situato nell'offshore angolano con la scoperta a olio Vandumbu 1 ST con un potenziale produttivo superiore ai 5 mila di barili di petrolio al giorno;
- 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 migliore bilanciamento tra domanda e offerta mondiale. 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 vista debole 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 ottimizzazione.

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 in crescita rispetto al consuntivo 2012. L'avvio di importanti progetti, tra cui quelli in Algeria e Angola, e l'entrata a regime di campi avviati nel 2012 più che compensano il declino delle produzioni mature, l'impatto dei disinvestimenti 2012, e l'impatto degli eventi contingenti del primo trimestre, peraltro in larga misura già risolti;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2012 escludendo l'impatto dell'uscita da Galp (94,19 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012 al netto delle vendite Galp; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture). In uno scenario di perdurante debolezza della domanda e forte competizione, il management intende mantenere la quota di mercato e i volumi nel segmento business facendo leva su di un'offerta innovativa, grazie all'integrazione tra attività commerciale e trading, e realizzare la crescita/difesa del portafoglio clienti retail. Proseguirà l'espansione internazionale nel GNL verso i mercati a premio del Far East;
- **lavorazioni in conto proprio:** in uno scenario di consumi stagnanti, sono previste sostanzialmente in linea con i volumi lavorati nel 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) con il riavvio della piena operatività della raffineria di Gela a partire da giugno 2013 e l'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione spinta con tecnologia EST presso la raffineria di Sannazzaro a fronte della fermata della raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in linea rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) al netto dell'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La leggera riduzione prevista in Italia a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali è compensata dall'incremento atteso delle vendite nel resto d'Europa. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su iniziative commerciali di fidelizzazione dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete, l'accelerazione del servizio, l'ampliamento dell'offerta oil e non oil;
- **Ingegneria & Costruzioni:** è previsto un significativo ridimensionamento delle prospettive reddituali a causa della conclusione di progetti a elevata redditività, del rallentamento nell'acquisizione degli ordini e dell'avvio di commesse a minori margini nei business Engineering & Construction Onshore e Offshore.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti 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, e i progetti esplorativi in Africa Sub-Sahariana, Norvegia, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative negli altri settori di ottimizzazione e crescita selettiva 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 90 \$/barile, è previsto assestarsi sostanzialmente sugli stessi livelli di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2013, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2013 e al primo e al quarto trimestre 2012. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento 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 31 marzo 2013 sono quelli adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2012, per la cui descrizione si fa rinvio, nonché le nuove disposizioni IFRS in vigore dal 1° gennaio 2013 di seguito sintetizzate.

Con il regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012 è stata omologata la nuova versione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti" (di seguito "IAS 19") che introduce, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il 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) l'eliminazione della separata presentazione delle componenti del costo relativo alla passività per benefici definiti, rappresentate dal rendimento atteso delle attività al servizio del piano e dal costo per interessi, e la sostituzione con l'aggregato "net interest". Tale aggregato è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Inoltre, in considerazione del comportamento assunto da altri operatori, con l'occasione del passaggio al nuovo principio contabile, è stata modificata la modalità di rappresentazione utilizzata fino al 2012 prevedendo che gli oneri finanziari netti su piani a benefici definiti siano riconosciuti tra i "Proventi (oneri) finanziari" del conto economico, in precedenza erano classificati tra gli oneri del costo lavoro. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013. In accordo con le regole di transizione previste dallo IAS 19, le nuove disposizioni 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 trimestrali consolidati al 31 marzo 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 perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul risultato economico al 31 marzo 2012 è trascurabile, mentre la riclassifica degli oneri finanziari netti su piani a benefici definiti ha determinato una variazione dell'utile operativo del primo trimestre 2012 di €12 milioni.

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, 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, 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 rischio 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: segreteriasocietaria.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 primo trimestre 2013 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del primo trimestre 2013

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
32.523	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	33.140	31.165	(6,0)
1.650	Utile operativo - continuing operations	6.549	3.834	(41,5)
560	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(412)	10	
2.760	Esclusione special item	100	(52)	
4.970	Utile operativo adjusted - continuing operations	6.237	3.792	(39,2)
	Dettaglio per settore di attività			
4.867	<i>Exploration & Production</i>	5.095	3.999	(21,5)
42	<i>Gas & Power</i>	1.019	(148)	..
(7)	<i>Refining & Marketing</i>	(224)	(152)	32,1
(116)	<i>Versalis</i>	(169)	(63)	62,7
320	<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	378	204	(46,0)
(80)	<i>Altre attività</i>	(45)	(55)	(22,2)
(82)	<i>Corporate e società finanziarie</i>	(80)	(82)	(2,5)
26	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i> ^(a)	263	89	
4.970	Utile operativo adjusted - continuing operations senza contributo Snam	5.965	3.792	(36,4)
(202)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(282)	(203)	
82	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	172	141	
(3.267)	Imposte sul reddito ^(b)	(3.412)	(2.275)	
67,4	Tax rate (%)	55,7	61,0	
1.583	Utile netto adjusted - continuing operations	2.715	1.455	(46,4)
(1.964)	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.544	1.543	(56,5)
340	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(279)	7	
3.142	Esclusione special item	(800)	(116)	
1.518	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.465	1.434	(41,8)
	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations	74	..	
1.518	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.539	1.434	(43,5)
1.518	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations senza contributo Snam	2.360	1.434	(39,2)
	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations			
(0,54)	per azione (€)	0,98	0,43	(56,1)
(1,40)	per ADR (\$)	2,57	1,14	(55,6)
	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,42	per azione (€)	0,68	0,40	(41,2)
1,09	per ADR (\$)	1,78	1,06	(40,4)
3.622,8	Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,7	3.622,8	
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.121	2.798	(32,1)
	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	74	..	
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.195	2.798	(33,3)
3.890	Investimenti tecnici - continuing operations	2.632	3.119	18,5

(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

IV trim. 2012		I trim.		Var. %
		2012	2013	
110,02	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	118,49	112,60	(5,0)
1,297	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,311	1,321	0,8
84,83	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	90,38	85,24	(5,7)
2,54	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,92	3,97	36,0
2,83	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,26	4,30	31,9
1,96	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,23	3,01	35,0
10,49	Prezzo gas NBP ^(d)	9,34	11,46	22,7
0,2	Euribor - a tre mesi (%)	1,0	0,2	(80,0)
0,3	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 primo trimestre 2013 Eni ha registrato l'**utile netto di competenza dei propri azionisti** di €1.543 milioni, in riduzione di €2.001 milioni (-56,5%) rispetto al primo trimestre 2012. Il risultato riflette il minor utile operativo (-41,5%) dovuto essenzialmente alle Divisioni Exploration & Production, a causa della flessione del prezzo del Brent e della minore performance produttiva, e Gas & Power per effetto del crollo dei prezzi di vendita e della circostanza che il primo trimestre 2012 beneficiava delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con effetto economico retroattivo.

Inoltre il risultato è stato penalizzato: (i) dai minori risultati delle partecipazioni dovuti al provento straordinario registrato sulla partecipazione Galp nel primo trimestre 2012 a seguito di un'operazione sul capitale di una controllata della holding portoghese (€835 milioni); nel trimestre 2013 sono stati registrati €42 milioni di proventi dalla valutazione alle quotazioni di borsa della quota degli strumenti finanziari Snam e Galp al servizio di bond convertibili; (ii) dall'incremento di circa 11 punti percentuali del tax rate per effetto dei minori risultati sulle partecipazioni e a seguito della maggiore incidenza sull'imponibile di Gruppo del contributo del settore Exploration & Production che è soggetto a più elevate aliquote fiscali. Il saldo oneri e proventi finanziari ha invece registrato un miglioramento di €139 milioni dovuto ai minori oneri finanziari sull'indebitamento per effetto della riduzione dell'esposizione e della riduzione del costo del debito in funzione dell'andamento dei benchmark di mercato.

Nel trimestre, l'**utile operativo adjusted** è stato di €3.792 milioni, -39,2% rispetto al primo trimestre 2012. Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile operativo adjusted si riduce al 36,4%.

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.434 milioni è in peggioramento di €1.031 milioni rispetto al primo trimestre 2012 (-41,8%). Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 39,2%.

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del primo trimestre 2013 è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €7 milioni e special item costituiti da proventi netti di €116 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 (proventi pari a €56 milioni).

Gli **special item** dell'utile operativo (€52 milioni) si riferiscono a: (i) l'utilizzo per esuberanza di un fondo accantonato nel bilancio 2012 a fronte di price revision su contratti di approvvigionamento gas a seguito dell'esito più favorevole rispetto alle aspettative del management di un lodo arbitrale (€102 milioni); (ii) plusvalenze da cessione relative ad asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€50 milioni); (iii) svalutazioni di investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing (€16 milioni); (iv) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (proventi di €56 milioni); (v) l'accantonamento di oneri ambientali e per incentivazione all'esodo (€7 milioni e €4 milioni rispettivamente).

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni. In controtendenza i settori Refining & Marketing e Versalis che hanno contenuto le perdite.

Exploration & Production

L'utile operativo adjusted conseguito dal settore Exploration & Production nel primo trimestre 2013 di €3.999 milioni è diminuito di €1.096 milioni, pari al 21,5%, per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -7,7%) e della flessione delle produzioni (-4,9%). L'utile netto adjusted di €1.670 milioni è diminuito del 16,2% beneficiando in parte della flessione del tax rate (-3 punti percentuali) dovuta alla minore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €148 milioni, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €1.019 milioni registrato nel primo trimestre 2012 che peraltro aveva beneficiato dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva. La perdita del primo trimestre 2013 è attribuibile all'attività Mercato, penalizzata dal debole andamento della domanda gas e dal crollo dei prezzi di vendita in Italia. In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-15,4%). Il settore ha chiuso il trimestre con la perdita netta adjusted di €91 milioni con una diminuzione di €827 milioni rispetto al primo trimestre 2012 penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una significativa riduzione dell'utile operativo a €204 milioni (-€174 milioni rispetto al primo trimestre 2012, pari al 46%) per effetto del consistente rallentamento dell'attività e della minore marginalità delle nuove acquisizioni dopo la chiusura di commesse a elevati margini nel corso del 2012. L'utile netto adjusted di €130 milioni è diminuito del 52% rispetto al primo trimestre 2012.

Refining & Marketing

Nel primo trimestre 2013 il settore Refining & Marketing ha contenuto la perdita operativa adjusted a -€152 milioni (+€72 milioni rispetto al 2012, pari al 32,1%) per effetto delle efficienze sui costi e della migliore performance delle raffinerie. Inoltre lo scenario di raffinazione ha registrato un andamento più favorevole a causa principalmente del recupero delle quotazioni della benzina e dell'ampliamento del premio di conversione in un contesto di continuo calo dei consumi di carburanti dovuto alla debole congiuntura. La perdita netta adjusted ammonta a €50 milioni, in miglioramento di €93 milioni rispetto al primo trimestre 2012 per effetto del miglioramento della performance operativa e dei maggiori risultati delle società valutate ad equity.

Versalis

Nel primo trimestre 2013 il settore ha più che dimezzato la perdita operativa adjusted (da -€169 milioni nel primo trimestre 2012 a -€63 milioni nel primo trimestre 2013) per effetto delle azioni di riduzione dei costi e del miglioramento dello scenario prezzi. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal perdurare della debolezza della domanda di commodity in un quadro economico recessivo. La perdita netta adjusted ha registrato un miglioramento di €61 milioni (da una perdita netta di €119 milioni nel primo trimestre 2012 a €58 milioni nel primo trimestre 2013).

Stato patrimoniale riclassificato ⁶

(€ milioni)

	31 Dic. 2012 ^(a)	31 Mar. 2013	Var.ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	63.466	65.442	1.976
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.583	45
Attività immateriali	4.487	4.564	77
Partecipazioni	9.347	9.640	293
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.510	53
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.064)	78
	80.153	82.675	2.522
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	8.496	8.275	(221)
Crediti commerciali	19.966	23.937	3.971
Debiti commerciali	(14.993)	(16.857)	(1.864)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(4.477)	(1.273)
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(13.275)	328
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	2.182	(291)
	(865)	(215)	650
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.374)	(1.395)	(21)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	155	177	22
CAPITALE INVESTITO NETTO	78.069	81.242	3.173
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	61.774	2.714
Interessenze di terzi	3.498	3.483	(15)
Patrimonio netto	62.558	65.257	2.699
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.985	474
COPERTURE	78.069	81.242	3.173
Leverage	0,25	0,24	(0,01)

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dello IAS 19 si rinvia alla nota metodologica di pag. 6.

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2012 (cambio EUR/USD 1,28 al 31 marzo 2013 vs. 1,32 al 31 dicembre 2012, -3%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2013, un aumento del capitale investito netto di €1.158 milioni e del patrimonio netto di €1.158 milioni (nulla la variazione sull'indebitamento finanziario netto).

Il **capitale immobilizzato** (€82.675 milioni) è aumentato di €2.522 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto degli investimenti tecnici del periodo (€3.119 milioni) e del movimento dei cambi, parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (€2.138 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€215 milioni) è aumentato di €650 milioni per effetto dell'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€2.107 milioni) che riflette la stagionalità delle vendite di gas, e dell'utilizzo dei fondi rischi (+€328 milioni) dovuto alla definizione di una price revision nel settore gas. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dall'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto (-€1.273 milioni) dovuto principalmente all'anticipo al 15 dicembre del versamento delle accise sui carburanti e sul gas immessi al consumo nella seconda metà dello stesso mese di dicembre 2012, e dalla riduzione delle rimanenze gas.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€177 milioni) riguardano principalmente asset non strategici delle Divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing.

Il **patrimonio netto comprese le interesenze di terzi** (€65.257 milioni) è aumentato di €2.699 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€2.775 milioni) dato dall'utile di conto economico di €1.564 milioni e dalle differenze cambio da conversione positive rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo (€1.158 milioni). La valutazione ai corsi di borsa di fine periodo degli strumenti finanziari Snam e Galp ha comportato la rilevazione di proventi di patrimonio rispettivamente di €14 milioni e €61 milioni.

(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 e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Rendiconto finanziario riclassificato ⁷

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. ass.
(1.899)	Utile netto - continuing operations	3.794	1.564	(2.230)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
5.274	- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.142	2.055	913
(136)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(51)	(28)
3.350	- dividendi, interessi e imposte	3.697	2.364	(1.333)
(1.372)	Variazione del capitale di esercizio	(1.645)	(471)	1.174
(3.110)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2.844)	(2.663)	181
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.121	2.798	(1.323)
	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	74		(74)
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.195	2.798	(1.397)
(3.890)	Investimenti tecnici - continuing operations	(2.632)	(3.119)	(487)
	Investimenti tecnici - discontinued operations	(239)		239
(3.890)	Investimenti tecnici	(2.871)	(3.119)	(248)
(56)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(245)	(113)	132
4.338	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	52	75	23
458	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(262)	(23)	239
2.957	Free cash flow	869	(382)	(1.251)
(46)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(2)	936	938
(903)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(362)	1.829	2.191
(102)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6)	(63)	(57)
(8)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(9)	11	20
1.898	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	490	2.331	1.841

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. ass.
2.957	Free cash flow	869	(382)	(1.251)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(6)	(4)
12.449	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
(11.198)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(255)	(23)	232
(102)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6)	(63)	(57)
4.106	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	606	(474)	(1.080)

Il **flusso di cassa netto** di €2.798 milioni ha coperto la maggior parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€3.119 milioni) e finanziari (€113 milioni) determinando un modesto incremento dell'indebitamento finanziario netto (€474 milioni).

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 31 marzo 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 primo trimestre 2013.

[?] 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.

Exploration & Production

IV trim. 2012	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		
			2012	2013	Var. %
9.249	Ricavi della gestione caratteristica		9.343	7.783	(16,7)
4.552	Utile operativo		5.094	4.053	(20,4)
315	Esclusione special item:		1	(54)	
458	- svalutazioni di asset e altre attività				
(129)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(12)	(51)	
7	- accantonamenti a fondo rischi				
(2)	- oneri per incentivazione all'esodo		1	1	
(1)	- componente valutativa dei derivati su commodity		21	2	
4	- differenze e derivati su cambi		(9)	(7)	
(22)	- altro			1	
4.867	Utile operativo adjusted		5.095	3.999	(21,5)
(63)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(67)	(63)	
(40)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		43	20	
(2.971)	Imposte sul reddito ^(a)		(3.079)	(2.286)	
62,4	Tax rate (%)		60,7	57,8	
1.793	Utile netto adjusted		1.992	1.670	(16,2)
	I risultati includono:				
2.495	- ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:		1.817	1.754	(3,5)
459	ammortamenti di ricerca esplorativa		398	390	(2,0)
336	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		283	330	16,6
123	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		115	60	(47,8)
3.142	Investimenti tecnici		2.018	2.330	15,5
	di cui:				
403	- ricerca esplorativa ^(b)		358	466	30,2
	Produzioni ^{(c) (d)}				
912	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	867	818	(5,7)
130	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	121	(4,7)
1.747	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.683	1.600	(4,9)
	Prezzi medi di realizzo				
101,38	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	111,54	102,32	(8,3)
264,22	Gas naturale	(\$/kmc)	259,01	253,76	(2,0)
74,04	Idrocarburi	(\$/boe)	78,14	72,10	(7,7)
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
110,02	Brent dated	(\$/bbl)	118,49	112,60	(5,0)
84,83	Brent dated	(€/bbl)	90,38	85,24	(5,7)
88,23	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	102,99	94,30	(8,4)
122,38	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	86,52	125,99	45,6

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 36.

(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 primo trimestre 2013 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.999 milioni con una riduzione di €1.096 milioni rispetto al primo trimestre 2012, pari al 21,5%, a causa del trend al ribasso delle quotazioni del Brent (112,6 \$/barile nel trimestre 2013, -5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) e della minore produzione venduta.

Nel trimestre sono stati rilevati proventi netti special di €54 milioni che hanno riguardato principalmente le plusvalenze sulla cessione di asset marginali e la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e derivati su cambi (provento di €7 milioni).

L'utile netto adjusted di €1.670 milioni è diminuito di €322 milioni, pari al 16,2%, rispetto al primo trimestre 2012 per effetto del peggioramento del risultato operativo, parzialmente compensato dalla riduzione di circa 3 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della riduzione dell'incidenza dell'utile ante imposte generato dai paesi a maggiore fiscalità.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1,6 milioni di boe/giorno, in riduzione del 4,9% rispetto al primo trimestre 2012 (-83 mila boe/giorno). La performance del trimestre ha risentito dagli eventi di forza maggiore in Nigeria e Libia e della fermata produttiva del giacimento non operato Elgin/Franklin nel Regno Unito (Eni 21,87%), riavviato in marzo dopo circa un anno di arresto. Inoltre il livello di produzione ha risentito dei disinvestimenti del 2012 (cessione del 10% del giacimento Karachaganak e riduzione di quota nella società portoghese Galp). Gli avvii e l'entrata a regime di giacimenti in Russia, Egitto e Angola hanno compensato i declini di produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89%.

La produzione di petrolio (818 mila barili/giorno) è diminuita di 49 mila/barili giorno, pari al 5,7%, principalmente a causa delle minori produzioni in Nigeria, Libia e Regno Unito. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start up/ramp-up essenzialmente in Egitto e Russia, e dalle maggiori produzioni in Iraq e Algeria.

La produzione di gas naturale (121 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 6 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4,7% a seguito delle minori produzioni in Nigeria, Libia e Regno Unito. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dal contributo degli start up/ramp-up essenzialmente in Russia ed Egitto.

Gas & Power

IV trim. 2012	RISULTATI (*)	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2012	2013	
8.931	Ricavi della gestione caratteristica		12.128	10.842	(10,6)
(1.814)	Utile operativo		916	(105)	..
350	Esclusione (utile) perdita di magazzino		13	(37)	
1.506	Esclusione special item:		90	(6)	
1	- oneri ambientali				
1.645	- svalutazioni				
1	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		
(155)	- accantonamenti a fondo rischi		97	(102)	
1	- oneri per incentivazione all'esodo			1	
(118)	- differenze e derivati su cambi		(10)	82	
131	- altro		4	13	
42	Utile operativo adjusted		1.019	(148)	..
(33)	Mercato		928	(225)	..
75	Trasporto Internazionale		91	77	(15,4)
5	Proventi (oneri) finanziari netti (a)		7	7	
23	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		106	30	
(156)	Imposte sul reddito (a)		(396)	20	
..	Tax rate (%)		35,0	..	
(86)	Utile netto adjusted		736	(91)	..
97	Investimenti tecnici		32	28	(12,5)
	Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
10,15	Italia		12,15	12,53	3,1
14,93	Vendite internazionali:		18,46	17,69	(4,2)
12,85	- Resto d'Europa		16,31	15,14	(7,2)
1,36	- Mercati extra europei		1,45	1,84	26,9
0,72	- E&P in Europa e Golfo del Messico		0,70	0,71	1,4
25,08	TOTALE VENDITE GAS MONDO		30,61	30,22	(1,3)
	di cui:				
22,70	- società consolidate		27,19	27,77	2,1
1,66	- società collegate		2,72	1,74	(36,0)
0,72	- E&P in Europa e Golfo del Messico		0,70	0,71	1,4
10,13	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	12,29	9,16	(25,5)

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

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel primo trimestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €148 milioni, con un calo di €1.167 milioni rispetto al primo trimestre 2012. Tale riduzione è quasi completamente attribuibile all'attività Mercato, i cui risultati del trimestre 2012 riflettevano i benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011. La performance del settore è stata penalizzata dalla rilevante flessione dei prezzi di vendita in Italia a causa dell'oversupply e della pressione competitiva. In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-15,4%).

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi proventi special di €6 milioni relativi all'utilizzo per esubero di un fondo rischi accantonato a fronte di price revision di contratti di approvvigionamento (€102 milioni), parzialmente compensato dalla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei 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 (un provento di €82 milioni).

La perdita netta adjusted del primo trimestre 2013 di €91 milioni evidenzia un peggioramento di €827 milioni rispetto al primo trimestre 2012 per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento all'utile operativo e della flessione dei risultati delle partecipate valutate all'equity, in particolare l'attività in Spagna e l'impatto della perdita di collegamento in Galp.

Andamento operativo

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
10,15	ITALIA	12,15	12,53	3,1
1,75	- Grossisti	1,88	2,40	27,7
2,23	- PSV e borsa	2,46	2,78	13,0
1,89	- Industriali	1,87	1,70	(9,1)
0,27	- PMI e terziario	0,41	0,45	9,8
0,58	- Termoelettrici	0,75	0,75	
1,92	- Residenziali	3,01	2,89	(4,0)
1,51	- Autoconsumi	1,77	1,56	(11,9)
14,93	VENDITE INTERNAZIONALI	18,46	17,69	(4,2)
12,85	Resto d'Europa	16,31	15,14	(7,2)
0,87	- Importatori in Italia	0,78	1,22	56,4
11,98	- Mercati europei	15,53	13,92	(10,4)
1,20	<i>Penisola Iberica</i>	1,93	1,24	(35,8)
2,19	<i>Germania/Austria</i>	2,81	2,83	0,7
2,44	<i>Benelux</i>	3,25	2,86	(12,0)
0,63	<i>Ungheria</i>	0,99	0,86	(13,1)
0,87	<i>Regno Unito</i>	1,05	1,27	21,0
1,84	<i>Turchia</i>	2,13	1,79	(16,0)
2,44	<i>Francia</i>	2,80	2,76	(1,4)
0,37	<i>altro</i>	0,57	0,31	(45,6)
1,36	Mercati extra europei	1,45	1,84	26,9
0,72	E&P in Europa e Golfo del Messico	0,70	0,71	1,4
25,08	TOTALE VENDITE GAS MONDO	30,61	30,22	(1,3)

Le vendite di gas naturale del primo trimestre 2013 sono state di 30,22 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 0,39 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2012, pari all'1,3%, che riflette la debolezza della domanda di gas in un quadro congiunturale recessivo e la crescente pressione competitiva. Escludendo la perdita di collegamento nella Galp, le vendite sono sostanzialmente in linea.

Le vendite in Italia di 12,53 miliardi di metri cubi evidenziano una buona crescita rispetto al periodo di confronto (+0,38 miliardi di metri cubi; +3,1%) grazie ai maggiori volumi venduti al segmento grossista (+0,52 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali e della riconquista di clienti e al PSV/Borsa (+0,32 miliardi di metri cubi). Tali fattori positivi hanno più che compensato la flessione dei volumi commercializzati nei segmenti industriale e residenziale (-0,17 miliardi di metri cubi e -0,12 miliardi di metri cubi, rispettivamente) a causa della negativa congiuntura economica.

Gli importatori in Italia hanno ampliato in misura rilevante i ritiri (+0,44 miliardi di metri cubi pari al 56,4%) a seguito della ripresa delle forniture libiche.

Le vendite nei mercati europei (13,92 miliardi di metri cubi) hanno registrato una flessione di 1,61 miliardi di metri cubi (-10,4%) in particolare nella Penisola Iberica (-0,69 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 7% penalizzato dalle flessioni nei mercati di Benelux (-0,39 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,13 miliardi di metri cubi) per effetto della pressione competitiva e Turchia (-0,34 miliardi di metri cubi) a causa dei minori ritiri da parte di Botas. In controtendenza le vendite nel Regno Unito (+0,22 miliardi di metri cubi) sostenute dai maggiori volumi commercializzati all'hub.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,39 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare nella Corea del Sud.

Le vendite di **energia elettrica** di 9,16 TWh nel primo trimestre 2013 sono diminuite del 25,5% rispetto al corrispondente periodo del 2012 a causa dei minori volumi scambiati sulla borsa elettrica (-1,86 TWh) e il calo delle vendite ai grossisti e ai clienti large (-1,59 TWh e -1,12 TWh, rispettivamente) per effetto del debole andamento della richiesta elettrica nazionale parzialmente compensato dalle maggiori vendite al segmento residenziale (+0,81 TWh).

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)

IV trim. 2012	EBITDA proforma adjusted	I trim.		
		2012	2013	Var. %
238	EBITDA proforma adjusted	1.318	18	(98,6)
127	Mercato	1.184	[94]	..
111	Trasporto internazionale	134	112	[16,4]

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted 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

IV trim. 2012	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2012	2013	
16.042	Ricavi della gestione caratteristica		14.206	13.889	(2,2)
(1.077)	Utile operativo		113	(48)	..
293	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(358)	(97)	
777	Esclusione special item:		21	(7)	
26	- oneri ambientali		4	7	
645	- svalutazioni		11	16	
4	- plusvalenze nette su cessione di asset				
62	- accantonamenti a fondo rischi				
(7)	- oneri per incentivazione all'esodo		1	1	
5	- differenze e derivati su cambi		2	(21)	
42	- altro		3	(10)	
(7)	Utile operativo adjusted		(224)	(152)	32,1
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	1	
8	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		22	49	
26	Imposte sul reddito ^(a)		60	52	
..	Tax rate (%)		
23	Utile netto adjusted		(143)	(50)	65,0
360	Investimenti tecnici		124	84	(32,3)
Margine di raffinazione					
2,54	Brent dated	(\$/bbl)	2,92	3,97	36,0
1,96	Brent dated	(€/bbl)	2,23	3,01	35,0
2,83	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,26	4,30	31,9

LAVORAZIONI E VENDITE		(milioni di tonnellate)			
5,35	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		4,74	4,91	3,6
7,56	Lavorazioni in conto proprio		7,17	6,96	(2,9)
6,28	- Italia		5,98	5,83	(2,5)
1,28	- resto d'Europa		1,19	1,13	(5,0)
2,55	Vendite rete Europa		2,53	2,33	(7,9)
1,80	- Italia		1,81	1,65	(8,8)
0,75	- resto d'Europa		0,72	0,68	(5,6)
3,17	Vendite extrarete Europa		2,95	2,80	(5,1)
2,18	- Italia		2,06	1,86	(9,7)
0,99	- resto d'Europa		0,89	0,94	5,6
0,11	Vendite extrarete mercati extra europei		0,10	0,10	

[a] Escludono gli special item.

Risultati

Nel primo trimestre 2013 la Divisione Refining & Marketing ha contenuto la perdita operativa adjusted a €152 milioni, con un miglioramento di €72 milioni rispetto al primo trimestre 2012 (+32,1%) dovuto principalmente alle azioni di efficienza sui costi e alla migliore performance delle raffinerie. Lo scenario ha registrato un andamento più favorevole grazie alla ripresa del margine di raffinazione [3,97 dollari/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, +36% rispetto al primo trimestre 2012] dovuto all'apprezzamento delle benzine e al trend in aumento dello spread tra prodotti pregiati e olio combustibile che ha sostenuto la redditività delle raffinerie a elevata conversione. I risultati del Marketing, nonostante la flessione delle vendite, sono migliorati per effetto delle performance positive sul mercato domestico, in particolare nel segmento extrarete che ha beneficiato della disponibilità di prodotto a seguito di alcune fermate di raffinerie da parte dei competitor.

Nel primo trimestre 2013 il settore ha ridotto la perdita netta adjusted a €50 milioni, con un miglioramento di €93 milioni rispetto al trimestre 2012 per effetto della buona performance operativa 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 primo trimestre 2013 sono state di 6,96 milioni di tonnellate, in calo rispetto al primo trimestre 2012 (-2,9%). In Italia i volumi processati sono stati sostanzialmente in linea con il periodo di confronto. I minori volumi processati presso gli impianti di Gela (fermata parziale per bassi margini di lavorazione) e Milazzo (ottimizzazione assetti a beneficio delle raffinerie di proprietà) sono stati compensati dal maggiore utilizzo delle raffinerie di Venezia, Sannazzaro e Taranto.

All'estero le lavorazioni in conto proprio (1,13 milioni di tonnellate) registrano una riduzione del 5% per effetto principalmente delle fermate di Bayernoil e della Ceska Rafinerska.

Le **vendite rete in Italia** di 1,65 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2013 sono diminuite di circa 160 mila tonnellate, pari all'8,8%, principalmente per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina. In aumento i consumi di GPL. La quota di mercato del trimestre è del 29,1%, in diminuzione di 1,3 punti percentuali rispetto al trimestre 2012 (30,4%).

Le **vendite extrarete in Italia** (1,86 milioni di tonnellate) hanno registrato nel primo trimestre 2013 una flessione di circa 200 mila tonnellate, pari al 9,7% rispetto al corrispondente periodo del 2012 con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio e oli combustibili per il calo della domanda del segmento industriale, nonché di jet fuel per effetto della minore domanda degli operatori del settore. La quota di mercato extrarete media nel primo trimestre 2013 è del 27,6% (28,3% nel primo trimestre 2012).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 682 mila tonnellate sono in calo rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-5,6%) a causa delle minori vendite registrate in particolare in Germania, Repubblica Ceca, Ungheria e Francia a seguito del calo della domanda carburanti.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 939 mila tonnellate nel primo trimestre 2013 sono aumentate del 5,6% rispetto al corrispondente periodo del 2012, principalmente in Germania, Repubblica Ceca e Slovenia. In flessione i volumi in Austria.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
32.523	Ricavi della gestione caratteristica	33.140	31.165	(6,0)
567	Altri ricavi e proventi	236	231	(2,1)
(26.177)	Costi operativi	(24.527)	(25.465)	(3,8)
24	Altri proventi e oneri operativi	(92)	41	
(5.287)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.208)	(2.138)	3,2
1.650	Utile operativo	6.549	3.834	(41,5)
(293)	Proventi (oneri) finanziari netti	(306)	(167)	45,4
(51)	Proventi netti su partecipazioni	1.088	148	(86,4)
1.306	Utile prima delle imposte	7.331	3.815	(48,0)
(3.205)	Imposte sul reddito	(3.537)	(2.251)	36,4
..	Tax rate (%)	48,2	59,0	
(1.899)	Utile netto - continuing operations	3.794	1.564	(58,8)
3.425	Utile netto - discontinued operations	131		..
1.526	Utile netto	3.925	1.564	(60,2)
1.461	Di competenza Eni	3.617	1.543	(57,3)
(1.964)	- continuing operations	3.544	1.543	(56,5)
3.425	- discontinued operations	73		..
65	Interessenze di terzi	308	21	(93,2)
65	- continuing operations	250	21	(91,6)
	- discontinued operations	58		..
(1.964)	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.544	1.543	(56,5)
340	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(279)	7	
3.142	Esclusione special item	(800)	(116)	
1.518	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	2.465	1.434	(41,8)

(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'accretion 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)

Primo trimestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	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
componente valutativa dei derivati su commodity	2								2
differenze e derivati su cambi	(7)	82	(21)	2					56
altro	1	13	(10)			(6)	16		14
Special item dell'utile operativo	(54)	(6)	(7)	2	1	(5)	17		(52)
Utile operativo adjusted	3.999	(148)	(152)	(63)	204	(82)	(55)	89	3.792
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)	20	52	6	(73)	37		(31)	(2.275)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>57,8</i>	<i>..</i>	<i>..</i>	<i>36,0</i>					<i>61,0</i>
Utile netto adjusted	1.670	(91)	(50)	(58)	130	(149)	(55)	58	1.455
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									21
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.434
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.543
Esclusione (utile) perdita di magazzino									7
Esclusione special item									(116)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.434

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2012

	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)			DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
							Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	5.094	916	113	(96)	380	(83)	570	(38)	(9)	6.847	(570)	272	(298)	6.549
Esclusione (utile) perdita di magazzino		13	(358)	(67)						(412)				(412)
Esclusione special item														
oneri ambientali			4				2			6	(2)		(2)	4
svalutazioni			11							11				11
plusvalenze nette su cessione di asset	(12)	(1)			1		(3)	(11)		(26)	3		3	(23)
accantonamenti a fondo rischi		97								97				97
oneri per incentivazione all'esodo	1		1	1		3	4			10	(4)		(4)	6
componente valutativa dei derivati su commodity	21				(3)					18				18
differenze e derivati su cambi	(9)	(10)	2	(7)						(24)				(24)
altro		4	3					4		11				11
Special item dell'utile operativo	1	90	21	(6)	(2)	3	3	(7)		103	(3)		(3)	100
Utile operativo adjusted	5.095	1.019	(224)	(169)	378	(80)	573	(45)	(9)	6.538	(573)	272	(301)	6.237
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(67)	7	(1)		(3)	(217)	4	(1)		(278)	(4)		(4)	(282)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	43	106	22		1		12			184	(12)		(12)	172
Imposte sul reddito ^(b)	(3.079)	(396)	60	50	(105)	102	(231)		2	(3.597)	231	(46)	185	(3.412)
Tax rate [%]	60,7	35,0	..		27,9		39,2			55,8				55,7
Utile netto adjusted	1.992	736	(143)	(119)	271	(195)	358	(46)	(7)	2.847	(358)	226	(132)	2.715
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										308			(58)	250
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										2.539			(74)	2.465
Utile netto di competenza azionisti Eni										3.617			(73)	3.544
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(279)				(279)
Esclusione special item										(799)			(1)	(800)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										2.539			(74)	2.465

(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)

Quarto trimestre 2012

	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)			DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS
							Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	4.552	(1.814)	(1.077)	(322)	309	(88)	(108)	198	1.650			1.650	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		350	293	89				(172)	560			560	
Esclusione special item													
oneri ambientali		1	26	(1)			(9)		17			17	
svalutazioni	458	1.645	645	104	4				2.856			2.856	
plusvalenze nette su cessione di asset	(129)	1	4	1	3				(120)			(120)	
accantonamenti a fondo rischi	7	(155)	62	18		2	31		(35)			(35)	
oneri per incentivazione all'esodo	(2)	1	(7)		5	2	1						
componente valutativa dei derivati su commodity	(1)			1	(1)				(1)			(1)	
differenze e derivati su cambi	4	(118)	5	(6)					(115)			(115)	
altro	(22)	131	42			2	5		158			158	
Special item dell'utile operativo	315	1.506	777	117	11	6	28		2.760			2.760	
Utile operativo adjusted	4.867	42	(7)	(116)	320	(82)	(80)	26	4.970			4.970	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(63)	5	(4)	(1)	(3)	(134)	(2)		(202)			(202)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	(40)	23	8	1	21	70	(1)		82			82	
Imposte sul reddito ^(b)	(2.971)	(156)	26	(12)	(84)	(61)		(9)	(3.267)			(3.267)	
Tax rate [%]	62,4	24,9					67,4			67,4	
Utile netto adjusted	1.793	(86)	23	(128)	254	(207)	(83)	17	1.583			1.583	
di cui:													
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									65			65	
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.518			1.518	
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.461		(3.425)	(1.964)	
Esclusione (utile) perdita di magazzino									340			340	
Esclusione special item									(283)		3.425	3.142	
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.518			1.518	

(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.

Analisi degli special item

[€ milioni]

IV trim. 2012		I trim.	
		2012	2013
17	oneri ambientali	6	7
2.856	svalutazioni	11	17
(120)	plusvalenze nette su cessione di asset	(26)	(50)
(35)	accantonamenti a fondo rischi	97	(102)
	oneri per incentivazione all'esodo	10	4
(1)	componente valutativa dei derivati su commodity	18	2
(115)	differenze e derivati su cambi	(24)	56
158	altro	11	14
2.760	Special item dell'utile operativo	103	(52)
91	Oneri (proventi) finanziari	24	(36)
	di cui:		
115	- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo</i>	24	(56)
(3.337)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(887)	(7)
	di cui:		
(2.042)	- plusvalenze da cessione		
(23)	di cui: Galp		
(2.019)	Snam		
(1.451)	- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni	(835)	
	di cui: Galp	(835)	
(1.451)	Snam		
156	- svalutazioni		
203	Imposte sul reddito	(39)	(21)
	di cui:		
803	svalutazione imposte anticipate Eni SpA		
40	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	16	
(640)	fiscalità su special item	(55)	(21)
(283)	Totale special item dell'utile netto	(799)	(116)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
9.249	Exploration & Production	9.343	7.783	(16,7)
8.931	Gas & Power	12.128	10.842	(10,6)
16.042	Refining & Marketing	14.206	13.889	(2,2)
1.533	Versalis	1.643	1.543	(6,1)
3.291	Ingegneria & Costruzioni	2.960	2.988	0,9
42	Altre attività	29	22	(24,1)
360	Corporate e società finanziarie	310	326	5,2
88	Effetto eliminazione utili interni	(97)	(229)	..
(7.013)	Elisioni di consolidamento	(7.382)	(5.999)	
32.523		33.140	31.165	(6,0)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
24.985	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	23.409	24.238	3,5
(12)	di cui: - altri special item	103	(95)	
1.192	Costo lavoro	1.118	1.227	9,7
	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	10	4	
26.177		24.527	25.465	3,8

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
2.040	Exploration & Production	1.817	1.754	(3,5)
96	Gas & Power	99	91	(8,1)
85	Refining & Marketing	82	72	(12,2)
25	Versalis	22	21	(4,5)
181	Ingegneria & Costruzioni	166	175	5,4
1	Altre attività	1		..
15	Corporate e società finanziarie	16	14	(12,5)
(6)	Effetto eliminazione utili interni	(6)	(6)	
2.437	Ammortamenti	2.197	2.121	(3,5)
2.850	Svalutazioni	11	17	54,5
5.287		2.208	2.138	(3,2)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo trimestre 2013	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	19	30	16	6	71
Dividendi	2		33		35
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				1	1
Altri proventi (oneri) netti	(1)			42	41
	20	30	49	49	148

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. ass.
	Utile ante imposte			
(1.783)	Italia	2.271	105	(2.166)
3.089	Esteri	5.060	3.710	(1.350)
1.306		7.331	3.815	(3.516)
	Imposte sul reddito			
837	Italia	534	99	(435)
2.368	Esteri	3.003	2.152	(851)
3.205		3.537	2.251	(1.286)
	Tax rate (%)			
..	Italia	23,5	..	
76,7	Esteri	59,3	58,0	(1,3)
..		48,2	59,0	10,8

Utile netto adjusted

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
1.793	Exploration & Production	1.992	1.670	(16,2)
(86)	Gas & Power	736	(91)	..
23	Refining & Marketing	(143)	(50)	65,0
(128)	Versalis	(119)	(58)	51,3
254	Ingegneria & Costruzioni	271	130	(52,0)
(83)	Altre attività	(46)	(55)	(19,6)
(207)	Corporate e società finanziarie	(195)	(149)	23,6
17	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	219	58	
1.583		2.715	1.455	(46,4)
	di competenza:			
1.518	- azionisti Eni	2.465	1.434	(41,8)
65	- interessenze di terzi	250	21	(91,6)

(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	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	26.332	1.869
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	7.177	1.993
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	19.155	(124)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(10.096)	(2.331)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(20)	14
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(231)	922
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.985	474
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.558	65.257	2.699
Leverage	0,25	0,24	(0,01)

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2013

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2013 ^(a)
Eni Finance International SA	116
Eni SpA	2.827
	2.943

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo trimestre 2013 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 marzo 2013 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.250	EUR	1.223	2016	fisso	0,625
			1.223			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

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

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.	
		2012	2013
	RICAVI		
32.523	Ricavi della gestione caratteristica	33.140	31.165
567	Altri ricavi e proventi	236	231
33.090	Totale ricavi	33.376	31.396
	COSTI OPERATIVI		
24.985	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	23.409	24.238
1.192	Costo lavoro	1.118	1.227
24	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(92)	41
5.287	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	2.208	2.138
1.650	UTILE OPERATIVO	6.549	3.834
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.137	Proventi finanziari	2.337	1.947
(1.412)	Oneri finanziari	(2.604)	(2.143)
(18)	Strumenti finanziari derivati	(39)	29
(293)		(306)	(167)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(156)	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	177	71
105	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	911	77
(51)		1.088	148
1.306	UTILE ANTE IMPOSTE	7.331	3.815
(3.205)	Imposte sul reddito	(3.537)	(2.251)
(1.899)	Utile netto - continuing operations	3.794	1.564
3.425	Utile netto - discontinued operations	131	
1.526	Utile netto	3.925	1.564
	Di competenza Eni:		
(1.964)	- continuing operations	3.544	1.543
3.425	- discontinued operations	73	
1.461		3.617	1.543
	Interessenze di terzi		
65	- continuing operations	250	21
	- discontinued operations	58	
65		308	21
	Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,40	- semplice	1,00	0,43
0,40	- diluito	1,00	0,43
	Utile per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(0,54)	- semplice	0,98	0,43
(0,54)	- diluito	0,98	0,43

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I trim.	
	2012	2013
Utile netto del periodo	3.925	1.564
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti riclassificabili a conto economico		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(1.041)	1.158
<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Galp</i>		61
<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Snam</i>		14
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	32	(33)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	5	
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	15	(1)
<i>Effetto fiscale</i>	(13)	12
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(1.002)	1.211
Totale utile complessivo	2.923	2.775
Di competenza:		
- azionisti Eni	2.640	2.722
- interessenze di terzi	283	53

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	2.775	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(38)	
Acquisto quote Tigáz	(26)	
Altre variazioni	(12)	
Totale variazioni		2.699
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2013		65.257
Di competenza:		
- azionisti Eni		61.774
- interessenze di terzi		3.483

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim. 2012 2013	
(1.899)	Utile netto del periodo - continuing operations	3.794	1.564
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:</i>		
2.437	Ammortamenti	2.197	2.121
2.850	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	11	17
156	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(177)	(71)
(136)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(51)
	Dividendi	(24)	(35)
(18)	Interessi attivi	(37)	(36)
163	Interessi passivi	221	184
3.205	Imposte sul reddito	3.537	2.251
(156)	Altre variazioni	(885)	(19)
	Variazioni del capitale di esercizio:		
874	- rimanenze	(346)	235
(2.745)	- crediti commerciali	(2.882)	(3.599)
1.833	- debiti commerciali	(252)	1.564
(338)	- fondi per rischi e oneri	84	(442)
(996)	- altre attività e passività	1.751	1.771
<i>(1.372)</i>	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.645)</i>	<i>(471)</i>
(13)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(4)	7
328	Dividendi incassati	179	34
38	Interessi incassati	12	21
(198)	Interessi pagati	(290)	(439)
(3.278)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.745)	(2.279)
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	4.121	2.798
	Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	74	
2.107	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.195	2.798
	Investimenti:		
(3.385)	- attività materiali	(2.412)	(2.617)
(505)	- attività immateriali	(459)	(502)
	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)	(28)
(56)	- partecipazioni	(67)	(85)
(15)	- titoli	7	(9)
(1.269)	- crediti finanziari	(224)	(381)
	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(334)	(82)
<i>(4.784)</i>	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(3.667)</i>	<i>(3.704)</i>
	Disinvestimenti:		
390	- attività materiali	23	52
	- attività immateriali	29	
3.523	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
425	- partecipazioni		23
20	- titoli	16	20
1.190	- crediti finanziari	253	1.343
40	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	18	22
5.588	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>339</i>	<i>1.460</i>
804	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(3.328)	(2.244)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.	
		2012	2013
(5)	Assunzione di debiti finanziari non correnti	643	988
(81)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(542)	(33)
(817)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(463)	874
(903)		(362)	1.829
	Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	22	
(1)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(5)	(25)
(101)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(23)	(38)
(1.005)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(368)	1.766
	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(9)	11
1.898	Flusso di cassa netto del periodo	490	2.331
5.867	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.500	7.765
7.765	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.990	10.096

(*) 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)

IV trim. 2012		I trim.	
		2012	2013
	Investimenti finanziari:		
2	- titoli	7	
(1.074)	- crediti finanziari	(12)	(168)
(1.072)		(5)	(168)
	Disinvestimenti finanziari:		
(12)	- titoli		15
1.038	- crediti finanziari	3	1.089
1.026		3	1.104
(46)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(2)	936

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.	
		2012	2013
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
	Attività correnti	108	26
	Attività non correnti	156	27
	Disponibilità finanziarie nette	46	(5)
	Passività correnti e non correnti	(84)	(19)
	Effetto netto degli investimenti	226	29
	Interessenza di terzi		
	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		
	Trasferimento di partecipazioni non consolidate		
	Totale prezzo di acquisto	226	29
	a dedurre:		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(48)	(1)
	Flusso di cassa degli investimenti	178	28
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
2.111	Attività correnti		
18.739	Attività non correnti		
(12.448)	Indebitamento finanziario netto		
(4.115)	Passività correnti e non correnti		
4.287	Effetto netto dei disinvestimenti		
(943)	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		
2.019	Plusvalenza per disinvestimenti		
(1.839)	Interessenza di terzi		
3.524	Totale prezzo di vendita		
	a dedurre:		
(1)	Disponibilità liquide ed equivalenti		
3.523	Flusso di cassa dei disinvestimenti		

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
3.142	Exploration & Production	2.018	2.330	15,5
15	- acquisto di riserve proved e unproved			
403	- ricerca esplorativa	358	466	30,2
2.677	- sviluppo	1.647	1.844	12,0
47	- altro	13	20	53,8
97	Gas & Power	32	28	(12,5)
92	- mercato	31	27	(12,9)
5	- trasporto internazionale	1	1	
360	Refining & Marketing	124	84	(32,3)
233	- raffinazione, supply e logistica	110	70	(36,4)
127	- marketing	14	14	
71	Versalis	29	53	82,8
236	Ingegneria & Costruzioni	315	339	7,6
4	Altre attività	5	1	(80,0)
69	Corporate e società finanziarie	23	62	..
(89)	Elisioni di consolidamento	86	222	
3.890		2.632	3.119	18,5

Nel primo trimestre 2013 gli investimenti tecnici di €3.119 milioni (€2.632 milioni nel primo trimestre 2012) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Italia, Angola, Kazakhstan, Congo e Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Togo, Nigeria, Angola, e Congo nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€339 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€70 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€14 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€15 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

IV trim. 2012		I trim.		
		2012	2013	Var. %
244	Italia	160	197	23,1
639	Resto d'Europa	466	583	25,1
552	Africa Settentrionale	272	192	(29,4)
886	Africa Sub-Sahariana	573	731	27,6
204	Kazakhstan	164	160	(2,4)
272	Resto dell'Asia	104	209	..
289	America	273	251	(8,1)
56	Australia e Oceania	6	7	16,7
3.142		2.018	2.330	15,5

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012			I trim.	
			2012	2013
1.747	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.683	1.600
195	Italia		188	180
172	Resto d'Europa		206	158
610	Africa Settentrionale		570	554
324	Africa Sub-Sahariana		335	313
99	Kazakhstan		111	103
149	Resto dell'Asia		111	141
166	America		119	119
32	Australia e Oceania		43	32
154,4	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	149,2	135,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012			I trim.	
			2012	2013
912	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	867	818
61	Italia		67	63
90	Resto d'Europa		112	79
291	Africa Settentrionale		258	254
234	Africa Sub-Sahariana		243	237
60	Kazakhstan		65	60
52	Resto dell'Asia		34	44
113	America		65	69
11	Australia e Oceania		23	12

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012			I trim.	
			2012	2013
130	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	127	121
21	Italia		19	18
13	Resto d'Europa		15	12
50	Africa Settentrionale		48	46
14	Africa Sub-Sahariana		14	12
6	Kazakhstan		7	7
15	Resto dell'Asia		12	15
8	America		9	8
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 (10,7 e 9,8 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2013 e 2012, rispettivamente, e 11,8 nel quarto trimestre 2012).

Versalis

IV trim. 2012			I trim.	
			2012	2013
	Vendite	(€ milioni)		
777	Intermedi		733	683
708	Polimeri		860	807
48	Altri ricavi		50	53
1.533			1.643	1.543
	Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
896	Intermedi		849	894
596	Polimeri		641	603
1.492			1.490	1.497

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2012			I trim.	
			2012	2013
	Ordini acquisiti			
1.816	Engineering & Construction Offshore		2.606	1.005
1.516	Engineering & Construction Onshore		275	913
494	Perforazioni mare		148	905
425	Perforazioni terra		87	60
4.251			3.116	2.883

(€ milioni)

	31 dic. 2012	31 mar. 2013
Portafoglio ordini	19.739	19.533