



Eni annuncia i risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2012

Roma, 30 ottobre 2012 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2012 (non sottoposti a revisione contabile)¹.

Highlight finanziari ²

- Continuing operations:
 - Utile operativo adjusted: €14,80 miliardi nei nove mesi (+13,9%); €4,36 miliardi nel trimestre (+2,2%);
 - Utile netto adjusted: €5,61 miliardi nei nove mesi (+4,6%); €1,78 miliardi nel trimestre (+3,1%);
 - Cash flow: €10,25 miliardi nei nove mesi; €1,91 miliardi nel trimestre;
- Utile netto adjusted: €5,81 miliardi nei nove mesi (+6,9%); €1,82 miliardi nel trimestre (+1,5%);
- Utile netto: €6,33 miliardi nei nove mesi; €2,48 miliardi nel trimestre.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi reported: 1,718 milioni di boe/giorno. In crescita del 16% nel trimestre (+8% nei nove mesi) su base omogenea³;
- Vendite di gas: +9% a 19,48 miliardi di metri cubi nel trimestre (-2% nei nove mesi);
- Completata la cessione del 30% di Snam a Cassa Depositi e Prestiti;
- Importanti scoperte di idrocarburi nell'offshore del Ghana e in Pakistan;
- Acquisiti permessi esplorativi in Liberia;
- Versalis espande la propria presenza nei mercati asiatici;
- Avviato il progetto di riconversione in green refinery della raffineria di Venezia.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel terzo trimestre Eni ha conseguito ottimi risultati grazie alla crescita della produzione, sostenuta dal continuo miglioramento delle attività in Libia. Nei settori del gas, della raffinazione e della chimica abbiamo contenuto l'impatto di uno scenario europeo ancora difficile. La dismissione delle quote in Snam e Galp rafforza la nostra struttura finanziaria, garantendoci la solidità necessaria per perseguire le eccellenti prospettive di crescita del nostro portafoglio di progetti di sviluppo e dei nostri eccezionali successi esplorativi."

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

[2] Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti del presente comunicato stampa.

[3] Con esclusione dell'impatto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas. Per ulteriori informazioni v. pag. 7.

Highlight finanziari

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Nove mesi		
						2011	2012	Var. %
4.267	4.210	4.361	2,2	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		12.994	14.796	13,9
1.723	1.368	1.777	3,1	Utile netto adjusted - continuing operations		5.363	5.610	4,6
0,48	0,38	0,49	2,1	- per azione (€) ^(c)		1,48	1,55	4,7
1,36	0,97	1,23	(9,6)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		4,16	3,97	(4,6)
1.775	156	2.462	38,7	Utile netto - continuing operations		5.586	6.162	10,3
0,49	0,04	0,68	38,8	- per azione (€) ^(c)		1,54	1,70	10,4
1,38	0,10	1,70	23,2	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		4,33	4,36	0,7
(5)	71	21	..	Utile netto - discontinued operations		(15)	165	..
1.770	227	2.483	40,3	Utile netto		5.571	6.327	13,6

(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 terzo trimestre 2012 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €4,36 miliardi con un aumento del 2,2% rispetto al terzo trimestre 2011 per effetto della solida performance della divisione Exploration & Production (+10,8%) trainata dalla ripresa della produzione in Libia. La divisione Refining & Marketing ha registrato un apprezzabile incremento del risultato operativo sostenuto dal miglioramento dello scenario e dalle azioni di efficienza e ottimizzazione. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito un altro trimestre di solidi risultati (+15,9%). In un contesto di mercato caratterizzato da domanda debole e forte pressione competitiva l'attività Mercato della divisione Gas & Power ha registrato una maggiore perdita operativa adjusted (-17,6%) principalmente a causa degli effetti negativi di alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali. Questi driver sono stati attenuati dai benefici delle rinegoziazioni di altri contratti di approvvigionamento e dalla ripresa delle forniture libiche. Il risultato operativo di Gruppo è stato sostenuto nel complesso dal rilevante apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11,5%).

Nei primi nove mesi 2012 l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €14,80 miliardi è aumentato del 13,9% rispetto allo stesso periodo del 2011 per effetto degli stessi driver del trimestre.

Utile netto adjusted

Nel terzo trimestre 2012 l'utile netto adjusted delle continuing operations di €1,78 miliardi è in aumento del 3,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi nove mesi 2012 l'utile netto adjusted delle continuing operations di €5,61 miliardi è aumentato del 4,6%.

Utile netto

Nel terzo trimestre 2012 l'utile netto delle continuing operations di competenza Eni di €2,46 miliardi è aumentato di €0,69 miliardi rispetto al terzo trimestre 2011 (+38,7%) per effetto delle plusvalenze di €1,15 miliardi registrate sulla cessione del 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA ad Amorim Energia BV e rivalutazione della partecipazione residua mantenuta da Eni. Tali fattori positivi sono stati in parte compensati dalla flessione dell'utile operativo (-€0,17 miliardi) dovuta principalmente al settore Gas & Power (-€0,59 miliardi) a causa della rilevazione di oneri relativi a revisioni del prezzo del gas di alcuni contratti di acquisto e di vendita di lunga durata, anche a seguito di lodi arbitrali. In particolare il risultato del settore recepisce oneri per revisione di prezzo sui predetti contratti relativi a forniture di competenza di precedenti reporting period per €909 milioni nel trimestre e €986 milioni nei nove mesi considerati special item poiché relativi a periodi di price revision ormai conclusi.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici delle continuing operations di €3,22 miliardi nel terzo trimestre (€8,87 miliardi nei nove mesi) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem. Nei nove mesi sono stati sostenuti €0,51 miliardi di investimenti finanziari.

Cash flow

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations è stato di €1.909 milioni (€10.249 milioni nei nove mesi). Il flusso di cassa netto da attività operativa, gli incassi da dismissioni di €902 milioni e della cessione del 5% di Snam (€0,61 miliardi) rilevata a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio hanno consentito di coprire prevalentemente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici e al pagamento dell'acconto dividendo 2012 agli azionisti Eni. La riduzione dell'indebitamento finan-

ziario netto ⁴ di €8.415 milioni rispetto a fine 2011 tiene conto dei €10,5 miliardi di finanziamenti assunti da Snam presso il sistema finanziario ed utilizzati per il rimborso dei finanziamenti ricevuti da Eni. L'indebitamento di Snam non rileva ai fini dell'indebitamento di Gruppo per effetto del consolidamento sintetico della stessa Snam quale discontinued operations.

Il leverage ⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – pari allo 0,31 al 30 settembre 2012 è diminuito in misura significativa rispetto allo 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,42 al 30 giugno 2012) riflettendo oltre che l'incremento del total equity, l'effetto del consolidamento sintetico in base allo IFRS 5 del debito Snam rifinanziato con istituzioni creditizie terze.

Highlight operativi e di scenario

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Nove mesi		
2011	2012	2012			2011	2012	Var. %
1.473	1.656	1.718	n.m.	Produzione di idrocarburi ^(a) (migliaia di boe/giorno)	1.548	1.686	n.m.
				Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiustamento del coefficiente di conversione del gas	1.548	1.677	8,3
1.473	1.647	1.709	16,0	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	828	871	5,2
793	856	891	12,4	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	113	127	12,4
107	124	129	20,6	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	71,29	70,24	(1,5)
17,96	20,15	19,48	8,5	Vendite di energia elettrica (terawattora)	28,89	32,45	12,3
9,55	9,62	10,54	10,4	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	8,57	8,32	(2,9)
3,03	2,74	3,05	0,7				

[a] Dal 1° Luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 7.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2012 la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,718 milioni di boe/giorno (1,686 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2012), calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili (in precedenza 6,36 barili; per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag. 7). Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione evidenzia un trend in crescita del 16% nel trimestre (+8,3% nei nove mesi). La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/entrata a regime di giacimenti in particolare in Australia e Russia, e dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin operato da altra Oil Major (Eni 21,87%) e dai declini produttivi.

Gas & Power

In un quadro di domanda debole ed elevata pressione competitiva, le vendite di gas Eni nel terzo trimestre 2012 di 19,48 miliardi di metri cubi sono aumentate dell'8,5% rispetto al terzo trimestre 2011 grazie alla crescita registrata nei mercati europei (+13,2%), in particolare UK/Nord Europa e Germania/Austria, e ai maggiori volumi di GNL commercializzati in Argentina e Giappone. In flessione le vendite in Benelux e nella Penisola Iberica rilevate escludendo quelle di Galp non più collegata di Eni a seguito della cessazione del patto di sindacato. Le vendite Eni in Italia del trimestre sono diminuite del 5,2% a causa della crisi del settore termoelettrico. Altri cali di volume hanno riguardato i segmenti grossista e industriale (rispettivamente -38,6% e -11%). Nel trimestre raddoppiano i ritiri degli importatori in Italia a seguito della ripresa delle forniture libiche.

Nei nove mesi 2012 le vendite di gas sono diminuite dell'1,5% a 70,24 miliardi di metri cubi in particolare in Italia con un calo del 3% e a causa della flessione del 34% dei prelievi degli importatori in Italia per effetto della cessazione di alcuni contratti di fornitura in parte compensati dalle maggiori disponibilità di gas libico. Le vendite sui mercati europei sono sostanzialmente in linea.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2012 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo si è attestato sui massimi livelli registrati nell'ultimo quadriennio (il margine indicatore TRC Brent a 7,96 \$/barile nel terzo trimestre 2012 e 5,59 \$/barile nei nove mesi 2012), sostenuto dalla ripresa delle quotazioni di benzina e gasolio. Tuttavia i margini delle raffinerie complesse sono stati penalizzati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti.

Nel terzo trimestre 2012, le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono sostanzialmente invariate (+0,4%); nei nove

[4] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 35.

[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. 35.

mesi 2012 sono pari a 6,03 milioni di tonnellate (-4,4%). La sensibile riduzione della domanda nazionale di carburanti è stata compensata dal contributo delle iniziative commerciali, tra le quali in particolare l'iniziativa "riparti con eni", che hanno consentito di incrementare la quota di mercato al 34,3% nel terzo trimestre 2012 (31,2% nel terzo trimestre 2011). In aumento le vendite rete nei mercati europei pari a 0,81 milioni di tonnellate nel trimestre (+1,3%); nei nove mesi sono pari a 2,29 milioni di tonnellate (+1,3%).

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2012 hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11,5% nel trimestre; +8,9% nei nove mesi).

Cessione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali l'avvenuta concessione del nulla osta da parte dell'Antitrust, Eni ha completato l'operazione di cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") di 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA, pari al 30% meno un'azione del capitale votante della società.

Il corrispettivo totale dell'operazione di €3,517 miliardi è stato pagato per €1,759 miliardi al closing e il pagamento del residuo avverrà come segue:

(i) seconda tranche pari a €879 milioni da pagarsi entro il 31 dicembre 2012;

(ii) terza tranche, a saldo del corrispettivo dovuto, pari a €879 milioni, da pagarsi entro il 31 maggio 2013.

Il 18 luglio 2012 è stata perfezionata la vendita di un ulteriore 5% di Snam ad investitori istituzionali. Per effetto di tale vendita la partecipazione residua in Snam è pari al 20,2% del capitale sociale.

Il disinvestimento dai Business regolati Italia grazie agli incassi della vendita e al deconsolidamento del debito di Snam consentirà a Eni di rafforzare in misura importante la struttura patrimoniale, con un rapporto debito-mezzi propri allineato a quello delle migliori compagnie petrolifere internazionali.

Sviluppi di business

Pakistan

Nel settembre 2012 è stata ottenuta un'importante scoperta a gas nell'onshore del Pakistan, nella concessione esplorativa Badhra Area B. In fase di test, il pozzo Badhra B North-1 ha erogato da due reservoir rispettivamente 700 mila e un milione di metri cubi/giorno di gas. La dimensione della scoperta è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in posto, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione. Lo sviluppo delle riserve farà leva sull'utilizzo del vicino impianto di trattamento di Bhit, operato da Eni. Sono in corso trattative con l'ente regolatore pakistano e la joint venture per accelerare la messa in produzione e commercializzazione del gas scoperto attraverso un test di produzione di lunga durata. Il breve time-to-market relativo allo sviluppo del giacimento rientra nella strategia di Eni di focalizzazione sullo sviluppo rapido di asset convenzionali e sinergici.

Ghana

Nell'agosto 2012 Eni e la società Vitol hanno firmato un Memorandum of Understanding con la Società di Stato del Ghana per lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve di gas scoperte nel blocco Offshore Cape Three Points, operato da Eni con una quota del 47,22%, situato nel Tano Basin.

Nell'ambito delle attività esplorative condotte nel blocco, nel settembre 2012 è stata effettuata la prima scoperta a olio con il pozzo Sankofa East-1X che in fase di test ha erogato circa 5 mila barili di olio al giorno. Eni ha in programma l'immediata perforazione di altri pozzi per delineare la dimensione della scoperta e confermarne la possibilità di sviluppo commerciale.

Liberia

Nell'agosto 2012 è stata acquisita la partecipazione del 25% in tre blocchi offshore operati da altra compagnia petrolifera internazionale. I blocchi si estendono per 9.560 chilometri quadrati a una profondità d'acqua massima di 3.000 metri. L'operazione segna l'ingresso di Eni nel Paese.

Chimica

In ottobre Versalis, la controllata Eni attiva nella chimica e leader nella produzione di elastomeri, ha definito un accordo con Honam Petrochemical Corporation, una delle maggiori società petrolchimiche della Corea del Sud, per lo sviluppo di un impianto produttivo di elastomeri nel Paese. Il nuovo sito utilizzerà le tecnologie proprietarie di Versalis e avrà una capacità produttiva di circa 200.000 tonnellate annue di elastomeri. L'avvio è previsto nel 2015.

Inoltre, è stata costituita una joint venture con Petronas, market leader del settore chimico nell'area asiatica, che prevede lo sviluppo e la gestione congiunta di un sito produttivo per gli elastomeri a Pengerang, Johor, Cina, presso la raffineria e il centro integrato di sviluppo di Petronas e la produzione e la commercializzazione di gomme sintetiche con tecnologia e know-how Versalis.

Tali iniziative si inquadrano nella strategia di espansione internazionale di Versalis in particolare nei mercati asiatici che presentano importanti prospettive di crescita nei segmenti di mercato dove Versalis vanta posizioni di leadership (elastomeri). Al riguardo Versalis ha di recente costituito due nuove entità, Eni Chemicals Trading e Versalis Pacific Trading, che svolgeranno attività di importazione e vendita di prodotti chimici, di licenze tecnologiche e di sviluppo di partnership nel mercato asiatico.

Refining & Marketing

In ottobre è stato varato il progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in “bio-raffineria” destinata alla produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità. Il progetto, che prevede un investimento stimato in circa €100 milioni, rappresenta il primo caso al mondo di riconversione di una raffineria convenzionale in bio-raffineria ed è fondato sulla tecnologia ecofining, sviluppata e brevettata da Eni. La produzione di biocarburanti è prevista in avvio all’inizio del 2014 una volta completata la conversione degli impianti esistenti e crescerà progressivamente a fronte dell’entrata in esercizio dei nuovi impianti che saranno completati nel primo semestre del 2015.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale a causa della contrazione del PIL dell'Eurozona e del ridimensionamento della crescita nei Paesi emergenti. I mercati delle commodity energetiche rimangono volatili. Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 112 \$/barile sostenuto dai rischi geopolitici e dall'afflusso di liquidità nei mercati finanziari in un quadro di domanda stagnante.

Le prospettive del settore del gas continuano ad essere sfavorevoli sulla base del trend registrato negli ultimi anni. La domanda è attesa su di un trend debole a causa della recessione economica nell'eurozona, mentre l'offerta si conferma abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. La competizione sul pricing continua a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita.

I margini di raffinazione sono previsti recuperare rispetto ai livelli depressi dell'esercizio precedente sostenuti dall'apprezzamento delle benzine e del gasolio che beneficiano delle azioni di razionalizzazione della capacità. Tuttavia nell'area del Mediterraneo permangono i fattori di debolezza legati alla contrazione della domanda di carburanti e al restringimento dello sconto dei greggi pesanti rispetto ai leggeri.

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

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il consuntivo 2011) con esclusione dell'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas. Il progressivo recupero della produzione libica al livello ante crisi sarà attenuato dagli slittamenti di alcuni importanti avvisi, dall'impatto della fermata di Elgin Franklin nella sezione britannica del Mare del Nord e dai continui fenomeni di furto e sabotaggio in Nigeria;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In Italia dove è attesa una contrazione importante della domanda a causa della recessione, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato puntando a sviluppare il segmento retail e le vendite spot; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target di Francia e Germania/Austria, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nei mercati a premio. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-Country e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in calo rispetto ai volumi lavorati nel 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dell'attesa contrazione della domanda di carburanti e dello scenario negativo delle raffinerie complesse. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, assetti e flessibilità anche per cogliere il miglioramento in atto nello scenario benzine, e di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) con l'obiettivo di attenuare la volatilità dei margini e conseguire benefici immediati sul risultato operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia sviluppando le politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio e lo sviluppo dell'offerta non oil. Nel resto d'Europa si prevedono volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per gli investimenti delle continuing operations sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (€11,91 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici delle continuing operations e €0,36 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il completamento del progetto EST nella raffinazione, potenziamenti selettivi nella chimica e interventi di upgrading della flotta Saipem. Il leverage a fine periodo è previsto in miglioramento rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 112 \$/barile e gli effetti delle dismissioni realizzate.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre 2012 e dei nove mesi 2012, 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 del presente comunicato sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2012 e al terzo trimestre 2011 e ai nove mesi 2012 e 2011. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2012, al 30 giugno 2012 e al 31 dicembre 2011. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata.

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

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 settembre 2012 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2011, per la cui descrizione si fa rinvio.

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) emanato il 25 maggio 2012 ha stabilito i termini e le modalità della separazione proprietaria della Snam da Eni sancita dall'art. 15 del DL n. 1/2012 "Decreto Liberalizzazioni", convertito nella Legge n. 27 del 24 marzo 2012. I Business regolati Italia nel settore gas gestiti dalla Snam costituiscono un segmento di attività rilevante per Eni e pertanto sono stati rappresentati nei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2012 come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. Gli effetti della sospensione del processo di ammortamento prevista dal principio contabile non sono significativi considerando che la data di definizione degli accordi di cessione è prossima alla chiusura del periodo contabile. In base alle disposizioni del principio citato le attività/passività, il risultato netto e il flusso di cassa netto da attività operativa relativi al settore dei Business regolati Italia costituito dalla Snam SpA e dalle sue controllate sono rappresentati distintamente della "continuing operations" del Bilancio consolidato Eni. In relazione a ciò trattandosi di società consolidate, i risultati economici della discontinued operation sono quelli derivanti dalle operazioni con controparti terze rispetto al Gruppo e pertanto tengono conto del processo di elisione delle transazioni intercompany. Tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti. I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di re-statement per omogeneità.

A partire dal 1° luglio 2012, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00636 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del terzo trimestre 2012 è stato di 9 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo trimestre 2012 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alessandro Bernini, 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 terzo trimestre e dei nove mesi 2012 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati ⁶ del terzo trimestre e dei nove mesi 2012

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
25.516	30.063	31.494	23,4	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	78.042	94.697	21,3
4.241	2.780	4.072	(4,0)	Utile operativo - continuing operations	13.428	13.389	(0,3)
(68)	326	(491)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(977)	(577)	
94	1.104	780		Esclusione special item	543	1.984	
				di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
				- altri special item	474	1.984	
94	1.104	780		Utile operativo adjusted - continuing operations	12.994	14.796	13,9
4.267	4.210	4.361	2,2	Dettaglio per settore di attività			
3.909	4.234	4.331	10,8	Exploration & Production	11.862	13.656	15,1
(196)	(402)	(304)	(55,1)	Gas & Power	(175)	313	..
2	(144)	51	..	Refining & Marketing	(271)	(319)	(17,7)
(77)	(26)	(173)	..	Chimica	(122)	(368)	..
333	388	386	15,9	Ingegneria & Costruzioni	1.053	1.148	9,0
(52)	(57)	(41)	21,2	Altre attività	(157)	(144)	8,3
(94)	(100)	(65)	30,9	Corporate e società finanziarie	(247)	(246)	0,4
442	317	176		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	1.051	756	
(408)	(518)	(126)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(686)	(915)	
202	297	364		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	854	833	
(2.279)	(2.532)	(2.482)		Imposte sul reddito ^(b)	(7.075)	(8.426)	
56,1	63,5	54,0		Tax rate (%)	53,8	57,3	
1.782	1.457	2.117	18,8	Utile netto adjusted - continuing operations	6.087	6.288	3,3
1.775	156	2.462	38,7	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.586	6.162	10,3
(10)	209	(293)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(654)	(363)	
(42)	1.003	(392)		Esclusione special item	431	(189)	
				di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
				- altri special item	362	(189)	
(42)	1.003	(392)		Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.363	5.610	4,6
1.723	1.368	1.777	3,1	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations	66	195	..
72	76	45	(37,5)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.429	5.805	6,9
1.795	1.444	1.822	1,5	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,49	0,04	0,68	38,8	per azione (€)	1,54	1,70	10,4
1,38	0,10	1,70	23,2	per ADR (\$)	4,33	4,36	0,7
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,48	0,38	0,49	2,1	per azione (€)	1,48	1,55	4,7
1,36	0,97	1,23	(9,6)	per ADR (\$)	4,16	3,97	(4,6)
3.622,7	3.622,8	3.622,8		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,6	3.622,8	
2.562	4.219	1.909	(25,5)	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	10.952	10.249	(6,4)
47	8	(67)	..	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	253	15	(94,1)
2.609	4.227	1.842	(29,4)	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	11.205	10.264	(8,4)
2.568	3.015	3.224	25,5	Investimenti tecnici - continuing operations	8.526	8.871	4,0

(a) Include gli utili interni che riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente ed elisioni di consolidato conseguenti alla rappresentazione delle "discontinued operations".

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

[6] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 27.

Principali indicatori di mercato

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
113,46	108,19	109,61	(3,4)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,93	112,10	0,2
1,413	1,281	1,250	(11,5)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,406	1,281	(8,9)
80,30	84,46	87,69	9,2	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,59	87,51	10,0
2,87	5,89	7,96	177,4	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	1,90	5,59	194,2
2,92	6,31	7,35	151,7	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	2,82	5,64	100,0
2,03	4,60	6,37	213,8	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,35	4,36	223,0
8,74	9,09	9,00	3,0	Prezzo gas NBP ^(d)	9,06	9,14	0,9
1,6	0,7	0,4	(76,9)	Euribor - a tre mesi (%)	1,4	0,7	(49,3)
0,3	0,5	0,4	43,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,5	62,1

(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 terzo trimestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €2.462 milioni è aumentato di €687 milioni rispetto al terzo trimestre 2011, pari al 38,7%. Il risultato ha beneficiato della plusvalenza rilevata sulla cessione del 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS, SA (€288 milioni) e della rivalutazione della partecipazione residua (€865 milioni). Tali proventi sono stati in parte compensati dalla flessione dell'utile operativo (-€169 milioni) registrata in particolare nel settore Gas & Power (-€594 milioni) a causa della rilevazione di oneri relativi a revisioni del prezzo del gas di alcuni contratti di acquisto e di vendita di lunga durata, anche a seguito di lodi arbitrali. In particolare il risultato del settore recepisce oneri per revisione di prezzo sui predetti contratti relativi a volumi acquistati di competenza di precedenti reporting period per €909 milioni nel trimestre e €986 milioni nei nove mesi considerati special item poiché relativi a periodi di price revision ormai conclusi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'ottima performance del settore Exploration & Production (+€442 milioni) grazie alla crescita delle produzioni e all'andamento del cambio euro/dollaro e del settore Refining & Marketing (+€422 milioni) che ha beneficiato del miglioramento dello scenario di raffinazione.

Nel terzo trimestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include il contributo delle discontinued operations è stato di €2.483 milioni (+€713 milioni rispetto al terzo trimestre 2011, pari al 40,3%).

Nei nove mesi 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €6.162 milioni è aumentato di €576 milioni (+10,3%) rispetto ai nove mesi 2011. L'utile operativo è sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto. L'impatto dei driver descritti nel commento del trimestre unitamente a svalutazioni di circa €1,1 miliardi rilevate nel secondo trimestre è stato assorbito dalla crescita dell'utile del settore Exploration & Production e dalla rilevazione nel primo trimestre 2012 nel settore Gas & Power di un provento connesso alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva all'inizio del 2011. Inoltre, il risultato ha beneficiato di un provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp di €835 milioni dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita. In peggioramento: (i) il saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€168 milioni) dovuto principalmente agli effetti finanziari del lodo GasTerra nonché a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto riduzione dei tassi, parzialmente compensati dal saldo positivo delle differenze cambio e del fair value su strumenti derivati su cambi privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39; (ii) le imposte sul reddito (-€1.245 milioni).

Nei nove mesi 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include il contributo delle discontinued operations è stato di €6.327 milioni (+13,6% rispetto ai nove mesi 2011).

Nel terzo trimestre 2012 l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €4.361 milioni, +2,2% rispetto al terzo trimestre 2011 (€14.796 milioni nei nove mesi, +13,9%). L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €1.777 milioni è aumentato del 3,1% rispetto al terzo trimestre 2011. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €293 milioni nel trimestre (€363 milioni nei nove mesi) e gli special item costituiti da proventi netti di €392 milioni nel trimestre; proventi netti di €189 milioni nel periodo progressivo entrambi 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 (-€134 milioni nel trimestre e €36 milioni nel progressivo).

Nel terzo trimestre 2012 gli **oneri special** dell'utile operativo delle **continuing operations** di €780 milioni si riferiscono principalmente a costi ed accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €909 milioni (€986 nei nove mesi 2012) relativi alla revisione del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata, considerati special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi ed a volumi non di competenza del trimestre e dei nove mesi, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra.

In aggiunta agli accantonamenti descritti, nei nove mesi 2012 gli oneri special dell'utile operativo (complessivamente €1.984 milioni) hanno riguardato: (i) svalutazioni di impianti e goodwill di €1.173 milioni rilevate principalmente nei business Mercato gas e raffinazione a causa del deterioramento della domanda energetica penalizzata dalla recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva con aspettative di ulteriori flessioni dei margini unitari. Svalutazioni di minori entità hanno riguardato proprietà oil&gas in USA del settore Exploration & Production in funzione dell'aggiornamento dello scenario prezzi e della revisione delle riserve; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un provento di €134 milioni nel trimestre; un onere di €36 milioni nei nove mesi); (iii) l'accantonamento per incentivazione all'esodo del personale (€66 milioni nei nove mesi) e oneri ambientali (€117 milioni nei nove mesi). Tali oneri sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement.

Nel trimestre 2012 gli special item dell'utile netto sono riferiti essenzialmente alla rilevazione della plusvalenza relativa alla cessione del 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS, SA (€288 milioni), e alla rivalutazione della partecipazione residua (€865 milioni). Nel progressivo queste plusvalenze si aggiungono al provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp di €835 milioni dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted delle continuing operations nel terzo trimestre 2012 è stato determinato dal maggior utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni i cui effetti sono stati attenuati dalla contrazione del risultato operativo adjusted registrata nei settori Gas & Power e Chimica. Il confronto sui nove mesi evidenzia un incremento dell'utile netto del 4,6% che riflette la migliore performance operativa (+13,9%) dovuta principalmente ai settori Exploration & Production e, in misura minore, al settore Ingegneria & Costruzioni. Per il settore Gas & Power va ricordata la rilevazione contabile nel primo trimestre del 2012 di price revision attive di competenza economica 2011.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2012 il settore ha registrato un incremento dell'utile operativo adjusted del 10,8% a €4.331 milioni (+15,1% nei nove mesi) trainato dalla ripresa della produzione in Libia e dall'effetto positivo dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11,5% e +8,9% nei due reporting period). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti. L'utile netto adjusted di €1.924 milioni nel terzo trimestre 2012 e di €5.632 milioni nei nove mesi 2012 è aumentato rispettivamente del 17,2% e del 9,1% rispetto ai periodi di confronto.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una solida performance operativa su base adjusted in crescita del 15,9% e del 9% rispettivamente nel terzo trimestre 2012 a €386 milioni e nei nove mesi a €1.148 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del volume di affari e dalla maggiore redditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction. L'utile netto adjusted è aumentato rispettivamente del 10,2% e del 5,4% nei due periodi di confronto.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2012 il settore Refining & Marketing ha registrato un significativo miglioramento della performance operativa adjusted pari a €51 milioni con un incremento di €49 milioni rispetto al terzo trimestre del 2011 dovuto alla ripresa dei margini di raffinazione sostenuti dal prezzo dei distillati pregiati e alle iniziative di efficienza e ottimizzazione. Tali effetti positivi sono stati attenuati dal calo della domanda di prodotti petroliferi che ha penalizzato il risultato del marketing. Nel trimestre l'utile netto adjusted aumenta dell'82,1% (+€23 milioni). Nei nove mesi la perdita operativa adjusted pari a €319 milioni è aumentata di €48 milioni a seguito dello scenario particolarmente sfavorevole registrato nel primo semestre 2012. In peggioramento di €66 milioni la perdita netta adjusted (da €136 milioni a €202 milioni nei nove mesi 2012).

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2012 il settore Gas & Power ha registrato una perdita operativa adjusted di €304 milioni, in peggioramento del 55,1% rispetto al terzo trimestre 2011 a causa della riduzione del risultato del Trasporto internazionale (-52,4% nel trimestre; -30,1% nei nove mesi) che riflette l'effetto della cessione di attività realizzate nel 2011. In un contesto di mercato caratterizzato da domanda debole e forte pressione competitiva l'attività Mercato della divisione Gas & Power ha registrato una maggiore

perdita operativa adjusted (-17,6%) principalmente a causa degli effetti negativi di alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali. I driver negativi sono stati attenuati dai benefici delle rinegoziazioni di altri contratti di approvvigionamento e dalla ripresa delle forniture libiche. La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €66 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €54 milioni rispetto al terzo trimestre 2011.

Nei nove mesi 2012 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €313 milioni (+€488 milioni rispetto ai nove mesi 2011) che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno più che compensato l'impatto negativo sul risultato connesso al deterioramento del mercato e ai driver descritti nel commento del trimestre. In aumento di €383 milioni l'utile netto adjusted dei nove mesi.

Chimica

Nel terzo trimestre 2012 il settore ha registrato una perdita operativa adjusted di €173 milioni in peggioramento di €96 milioni rispetto al corrispondente trimestre 2011, (oltre il doppio) che riflette la flessione di margini a causa del debole andamento della domanda di commodity dovuta alla recessione economica. Nei nove mesi 2012 l'ammontare della perdita operativa di €368 milioni che triplica la perdita dei nove mesi 2011, riflette il crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo. La perdita netta adjusted del terzo trimestre (-€124 milioni) peggiora di €69 milioni rispetto al trimestre 2011. Nei nove mesi 2012 la perdita è aumentata di €182 milioni.

Stato patrimoniale riclassificato⁷

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 giu. 2012	30 sett. 2012	Var. ass. vs 31 dic. 2011	Var. ass. vs 30 giu. 2012
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	73.578	64.188	63.865	(9.713)	(323)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.431	2.504	71	73
Attività immateriali	10.950	6.021	6.102	(4.848)	81
Partecipazioni	6.242	6.858	7.926	1.684	1.068
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.519	1.528	(212)	9
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.576)	(681)	(697)	879	(16)
	93.367	80.336	81.228	(12.139)	892
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.575	7.900	9.435	1.860	1.535
Crediti commerciali	17.709	16.378	17.305	(404)	927
Debiti commerciali	(13.436)	(12.026)	(13.145)	291	(1.119)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(5.034)	(3.893)	(390)	1.141
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(13.300)	(13.660)	(925)	(360)
Altre attività (passività) d'esercizio	281	2.045	2.121	1.840	76
	(4.109)	(4.037)	(1.837)	2.272	2.200
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(970)	(988)	51	(18)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	15.154	5.455	5.249	(9.699)
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	90.483	83.858	(4.567)	(6.625)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.472	58.545	58.828	3.356	283
Interessenze di terzi	4.921	5.029	5.413	492	384
Patrimonio netto	60.393	63.574	64.241	3.848	667
Indebitamento finanziario netto	28.032	26.909	19.617	(8.415)	(7.292)
COPERTURE	88.425	90.483	83.858	(4.567)	(6.625)
Leverage	0,46	0,42	0,31	(0,15)	(0,11)

Il **capitale immobilizzato** (€81.228 milioni) è diminuito di €12.139 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto della rilevazione degli asset della Snam e delle sue controllate nella voce "Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili". Le altre variazioni del periodo hanno riguardato gli incrementi per gli investimenti tecnici (€8.871 milioni) in parte compensati dagli ammortamenti e svalutazioni (€8.274 milioni). In aumento la voce partecipazioni (+€1.684 milioni) che include anche i titoli disponibili per la vendita per effetto dell'iscrizione del maggior valore della partecipazione Galp a seguito della rivalutazione a fair value conseguente al venire meno del requisito dell'influenza notevole di Eni con lo scioglimento del patto di sindacato e per effetto del provento straordinario sull'operazione Petrogal descritti nel Commento ai risultati. I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas per l'ammontare di €258 milioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€1.837 milioni) è aumentato di €2.272 milioni per effetto dell'incremento della voce "Altre attività d'esercizio" a causa: (i) della riclassifica dei crediti e debiti diversi di Snam; (ii) del pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 relativo all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto e (iii) delle rimanenze (+€1.860 milioni) a seguito della ricostituzione dello stoccaggio gas e all'effetto sul valore di libro delle scorte di petrolio e prodotti della valutazione al costo medio ponderato. Tali fenomeni sono stati compensati dai maggiori debiti tributari e fondo imposte netto dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo (-€390 milioni) e ad accantonamenti a fondo rischi (€925 milioni) a fronte della revisione prezzi dei contratti gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto.

[7] 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).

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€5.455 milioni) riguardano principalmente Snam e le sue controllate delle quali è stata definita ad ottobre la dismissione del 30% meno un'azione del capitale votante a Cassa Depositi e Prestiti. Il management intende dismettere la partecipazione residua mediante procedure di vendita non discriminatorie aperte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali; in tale ambito un 5% della partecipazione è stato già ceduto nel mese di luglio con una procedura di accelerated bookbuilding. La voce include asset non strategici delle divisioni Refining & Marketing ed Exploration & Production.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€64.241 milioni) è aumentato di €3.848 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€7.644 milioni) dato principalmente dall'utile di conto economico di €7.147 milioni e dall'effetto rivalutazione della partecipazione in Galp al prezzo di borsa a fine periodo (+€432 milioni) rilevata tra le componenti dell'utile complessivo poiché classificata come attività finanziaria disponibile per la vendita. Inoltre, il total equity è aumentato per effetto della cessione di un non-controlling interest del 5% (€237 milioni) della partecipazione in Snam avvenuto nel mese di luglio comportando un aumento del patrimonio di competenza Eni pari alla differenza tra il prezzo incassato e il valore di iscrizione nel bilancio consolidato Eni (€368 milioni). Tali variazioni in aumento sono state parzialmente compensate dalla riduzione per distribuzione dividendi da parte Eni e delle controllate quotate (per complessivi €4,42 miliardi).

Rendiconto finanziario riclassificato⁸

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi		
				2011	2012	Var. ass.
1.834	245	2.802	Utile netto - continuing operations	6.310	6.840	530
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
1.924	3.374	1.562	- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.643	6.079	436
(53)	(347)	(369)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(87)	(739)	(652)
2.361	2.572	2.305	- dividendi, interessi e imposte	7.251	8.574	1.323
(1.712)	1.352	(1.708)	Variazione del capitale di esercizio	(1.777)	(2.001)	(224)
(1.792)	(2.977)	(2.683)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.388)	(8.504)	(2.116)
2.562	4.219	1.909	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	10.952	10.249	(703)
47	8	(67)	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	253	15	(238)
2.609	4.227	1.842	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.205	10.264	(941)
(2.568)	(3.015)	(3.224)	Investimenti tecnici - continuing operations	(8.526)	(8.871)	(345)
(361)	(254)	(263)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(1.018)	(756)	262
(2.929)	(3.269)	(3.487)	Investimenti tecnici	(9.544)	(9.627)	(83)
(92)	(61)	(207)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(220)	(513)	(293)
231	722	902	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	334	1.676	1.342
187	(312)	(20)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	287	(594)	(881)
6	1.307	(970)	Free cash flow	2.062	1.206	(856)
79	3.939	299	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	59	(37)	(96)
1.820	(334)	3.273	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.933	6.850	4.917
(1.882)	(2.274)	(1.364)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.058)	(3.644)	414
44	12	(11)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(4)	(8)	(4)
67	2.650	1.227	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(8)	4.367	4.375

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi		
				2011	2012	Var. ass.
6	1.307	(970)	Free cash flow	2.062	1.206	(856)
			Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
	(3)		Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(3)	(3)
	1.512	9.904	Riclassifica dei debiti finanziari di Snam a Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		11.416	11.416
(419)	(25)	(278)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(158)	(558)	(400)
(1.882)	(2.274)	(1.364)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.058)	(3.644)	414
(2.295)	517	7.292	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.154)	8.415	10.569

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations è stato di €10.249 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €1.676 milioni hanno parzialmente coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€8.871 milioni) e finanziari (€513 milioni), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di €4.278 milioni (di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012 e €1.884 milioni al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam e Saipem). La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €8.415 milioni rispetto a fine 2011 tiene conto dei €10,5 miliardi di finanziamenti assunti da Snam presso il sistema finanziario ed utilizzati per il rimborso dei finanziamenti ricevuti da Eni. L'indebitamento di Snam non rileva ai fini dell'indebitamento di Gruppo per effetto del consolidamento sintetico della stessa Snam quale discontinued operations. Le dismissioni

(8) Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory 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.

hanno riguardato la cessione del 5% della quota di partecipazione di Eni in Galp (€590 milioni), nonché l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak (€258 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production. L'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam (€612 milioni) è stato rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio.

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla Legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea
Alla data del 30 settembre 2012 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, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc. 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 terzo trimestre e nei nove mesi 2012.

Exploration & Production

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11	RISULTATI	Nove mesi 2011	2012	Var. %	
								(€ milioni)
6.933	8.553	8.736	26,0	Ricavi della gestione caratteristica	21.185	26.632	25,7	
3.919	4.453	4.361	11,3	Utile operativo	11.718	13.904	18,7	
(10)	(219)	(30)		Esclusione special item:	144	(248)		
	91	1		- svalutazioni di asset e altre attività	141	92		
	(339)	(62)		- plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	(413)		
11	7			- oneri per incentivazione all'esodo	15	8		
1	(20)	1		- componente valutativa dei derivati su commodity	31	2		
(22)	(5)	1		- differenze e derivati su cambi	(15)	(13)		
	47	29		- altro		76		
3.909	4.234	4.331	10,8	Utile operativo adjusted	11.862	13.656	15,1	
(57)	(65)	(61)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(173)	(189)		
36	199	234		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	448	476		
(2.247)	(2.652)	(2.580)		Imposte sul reddito ^(a)	(6.974)	(8.311)		
57,8	60,7	57,3		Tax rate (%)	57,5	59,6		
1.641	1.716	1.924	17,2	Utile netto adjusted	5.163	5.632	9,1	
1.396	2.101	2.122	52,0	I risultati includono:	4.564	6.040	32,3	
				- ammortamenti e svalutazioni di asset				
				di cui:				
249	505	473	90,0	ammortamenti di ricerca esplorativa	825	1.376	66,8	
180	408	430	..	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	577	1.121	94,3	
69	97	43	(37,7)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	248	255	2,8	
2.026	2.437	2.710	33,8	Investimenti tecnici	6.745	7.165	6,2	
				di cui:				
196	468	621	..	- ricerca esplorativa ^(b)	685	1.447	..	
				Produzioni ^{(c) (d) (e)}				
793	856	891	12,4	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	828	871	5,2
107	124	129	20,6	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	113	127	12,4
1.473	1.656	1.718	n.m.	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.548	1.686	n.m.
1.473	1.647	1.709	16,0	Idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.548	1.677	8,3
				Prezzi medi di realizzo				
104,42	101,46	96,43	(7,7)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	102,70	102,99	0,3
227,74	246,05	237,32	4,2	Gas naturale	(\$/kmc)	220,69	247,46	12,1
73,88	72,02	69,48	(6,0)	Idrocarburi	(\$/boe)	72,15	73,17	1,4
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
113,46	108,19	109,61	(3,4)	Brent dated	(\$/bbl)	111,93	112,10	0,2
80,30	84,46	87,69	9,2	Brent dated	(€/bbl)	79,59	87,51	10,0
89,70	93,44	92,11	2,7	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	95,37	96,18	0,8
145,50	80,16	101,71	(30,1)	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	149,03	89,70	(39,8)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 44.

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

(e) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 7.

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.331 milioni con un incremento di €422 milioni rispetto al terzo trimestre 2011, pari al 10,8%, per effetto della maggiore produzione venduta dovuta alla ripresa delle attività in Libia e dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €400 milioni). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti.

L'utile netto adjusted di €1.924 milioni è aumentato di €283 milioni, pari al 17,2%, rispetto al terzo trimestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni.

Nei **nove mesi 2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €13.656 milioni con un incremento di €1.794 milioni rispetto ai nove mesi 2011, pari al 15,1%, per effetto dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €930 milioni) e della crescita della produzione venduta, parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi e ammortamenti di sviluppo.

Nei nove mesi sono stati rilevati special item di €248 milioni (€30 milioni nel trimestre) che hanno riguardato principalmente le plusvalenze sulle cessioni di asset (€413 milioni) tra cui quella realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement e svalutazioni di titoli minerari, principalmente negli Stati Uniti, in funzione dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato del gas e della revisione delle riserve (€92 milioni).

L'utile netto adjusted di €5.632 milioni è aumentato di €469 milioni, pari al 9,1%, rispetto ai nove mesi 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dall'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2012** la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,718 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione registra una crescita del 16%. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/entrata a regime di giacimenti in particolare in Australia e Russia e dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin operato da altra Oil Major (Eni 21,87%) e dai declini produttivi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (87% nel terzo trimestre 2011).

La produzione di petrolio (891 mila barili/giorno) è aumentata di 98 mila barili/giorno, pari al 12,4%, a seguito del ramp-up della produzione libica, dell'entrata a regime del giacimento Kitan (Eni 40%, operatore) in Australia e dell'incremento della produzione del giacimento di Zubair (Eni 32,8%) in Iraq. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito e dai declini produttivi in particolare in Norvegia e Italia.

La produzione di gas naturale (129 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 22 milioni di metri cubi/giorno, pari al 20,6%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli avvii in Russia. In riduzione le produzioni nel Regno Unito.

Nei **nove mesi 2012** la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,686 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione registra una crescita dell'8,3%. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Australia e Russia e dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito, per i motivi sopra descritti e dai declini dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nei nove mesi 2011).

La produzione di petrolio (871 mila barili/giorno) è aumentata di 43 mila barili/giorno, pari al 5,2%, a seguito del ramp-up della produzione libica e della crescita organica. In riduzione la produzione nel Regno Unito.

La produzione di gas naturale (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 14 milioni di metri cubi/giorno, pari al 12,4%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli start-up in Russia ed Egitto. In riduzione la produzione nel Regno Unito.

Gas & Power

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11	RISULTATI (*)	(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2011	2012	
6.742	7.865	7.276	7,9	Ricavi della gestione caratteristica		22.879	27.269	19,2
(170)	(1.558)	(764)	..	Utile operativo		(129)	(1.406)	..
(64)	114	(314)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(187)	
38	1.042	774		Esclusione special item:		71	1.906	
	(3)			- oneri ambientali			(3)	
	849			- svalutazioni			849	
		(3)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(4)	
	(20)	909		- accantonamenti a fondo rischi			986	
1	4			- oneri per incentivazione all'esodo		3	4	
54				- componente valutativa dei derivati su commodity		208		
(18)	210	(133)		- differenze e derivati su cambi		(148)	67	
1	2	1		- altro		8	7	
(196)	(402)	(304)	(55,1)	Utile operativo adjusted		(175)	313	..
(301)	(493)	(354)	(17,6)	Mercato		(510)	79	115,5
105	91	50	(52,4)	Trasporto Internazionale		335	234	(30,1)
10	2	16		Proventi (oneri) finanziari netti (a)		36	25	
75	81	51		Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		267	238	
99	208	171		Imposte sul reddito (a)		48	(17)	
..		Tax rate (%)		
(12)	(111)	(66)	..	Utile netto adjusted		176	559	..
50	53	43	(14,0)	Investimenti tecnici		118	128	8,5
				Vendite di gas naturale				
6,29	6,52	5,96	(5,2)	Italia	(miliardi di metri cubi)	25,38	24,63	(3,0)
11,67	13,63	13,52	15,9	Vendite internazionali		45,91	45,61	(0,7)
9,15	11,13	10,73	17,3	- Resto d'Europa		39,02	38,17	(2,2)
1,87	1,90	2,08	11,2	- Mercati extra europei		4,78	5,43	13,6
0,65	0,60	0,71	9,2	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,11	2,01	(4,7)
17,96	20,15	19,48	8,5	TOTALE VENDITE GAS MONDO		71,29	70,24	(1,5)
				di cui:				
15,35	17,35	17,43	13,6	- società consolidate		62,27	61,97	(0,5)
1,96	2,20	1,34	(31,6)	- società collegate		6,91	6,26	(9,4)
0,65	0,60	0,71	9,2	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,11	2,01	(4,7)
9,55	9,62	10,54	10,4	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	28,89	32,45	12,3

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

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2012** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €304 milioni in peggioramento di €108 milioni rispetto al terzo trimestre 2011 a causa della maggiore perdita registrata dall'attività Mercato (-€53 milioni) e dal calo dei risultati dell'attività Trasporto internazionale (-€55 milioni) a seguito della cessione delle attività nel corso del 2011.

Gli oneri special di €774 milioni del trimestre (€1.906 milioni nei nove mesi) hanno riguardato principalmente: (i) oneri ed accantonamenti straordinari al fondo rischi di €909 milioni (€986 milioni nei nove mesi 2012) relativi alla revisione del prezzo del gas di alcuni contratti di acquisto di lunga durata, tra i quali in particolare l'onere relativo al lodo arbitrale GasTerra, inclusi negli special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza del trimestre e dei nove mesi; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €133 milioni nel trimestre; un provento di €67 milioni nei nove mesi).

Nei nove mesi gli oneri special includono anche la svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo di €849 milioni rilevata nel secondo trimestre che riflette le ridotte prospettive di redditività del business a causa del deterioramento della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva.

La perdita netta adjusted di €66 milioni peggiora di €54 milioni rispetto al terzo trimestre 2011.

Nei **nove mesi 2012** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €313 milioni con un aumento di €488 milioni rispetto ai nove mesi 2011. L'attività Mercato ha registrato un incremento di €589 milioni dell'utile operativo adjusted che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni ordinarie dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011. Il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato del 30,1%.

L'utile netto adjusted dei nove mesi 2012 di €559 milioni è aumentato di €383 milioni rispetto ai nove mesi 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Andamento operativo

Mercato

Nel **terzo trimestre 2012**, in un contesto di mercato caratterizzato da domanda debole e forte pressione competitiva, l'attività Mercato della divisione Gas & Power ha registrato una maggiore perdita operativa adjusted (a -€354 milioni, -17,6%) principalmente a causa degli effetti negativi di alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali. I driver negativi sono stati attenuati dai benefici delle rinegoziazioni di altri contratti di approvvigionamento e dalla ripresa delle forniture libiche.

L'EBITDA pro-forma adjusted dell'attività Mercato (per maggiori dettagli v. pag. 22), che rappresenta la misura di risultato utilizzata dal management per valutare la performance industriale e che tiene conto dell'apporto in quota Eni delle società collegate, conferma i trend di risultato del Mercato evidenziati nel commento all'utile operativo.

L'utile operativo adjusted dei **nove mesi 2012** di €313 milioni rappresenta un miglioramento di €488 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2011 per effetto della circostanza che l'utile del periodo riflette il beneficio economico con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approvvigionamento, in parte compensato dagli stessi driver descritti nel commento al risultato del terzo trimestre.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
6,29	6,52	5,96	(5,2)	ITALIA	25,38	24,63	(3,0)
0,70	0,59	0,43	(38,6)	- Grossisti	3,78	2,90	(23,3)
0,84	1,49	1,34	59,5	- PSV e borsa	3,63	5,29	45,7
1,72	1,64	1,53	(11,0)	- Industriali	5,46	5,04	(7,7)
0,06	0,10	0,03	(50,0)	- PMI e terziario	0,61	0,54	(11,5)
1,19	0,51	0,71	(40,3)	- Termoelettrici	3,53	1,97	(44,2)
0,37	0,62	0,34	(8,1)	- Residenziali	3,78	3,97	5,0
1,41	1,57	1,58	12,1	- Autoconsumi	4,59	4,92	7,2
11,67	13,63	13,52	15,9	VENDITE INTERNAZIONALI	45,91	45,61	(0,7)
9,15	11,13	10,73	17,3	Resto d'Europa	39,02	38,17	(2,2)
0,41	0,24	0,84	104,9	- Importatori in Italia	2,82	1,86	(34,0)
8,74	10,89	9,89	13,2	- Mercati europei	36,20	36,31	0,3
1,86	1,75	1,41	(24,2)	<i>Penisola Iberica</i>	5,61	5,09	(9,3)
0,73	1,54	1,24	69,9	<i>Germania/Austria</i>	4,47	5,59	25,1
2,93	2,79	1,83	(37,5)	<i>Benelux</i>	10,35	7,87	(24,0)
0,16	0,25	0,15	(6,3)	<i>Ungheria</i>	1,50	1,39	(7,3)
0,13	0,81	2,02	..	<i>UK/Nord Europa</i>	3,06	3,88	26,8
1,53	1,62	1,63	6,5	<i>Turchia</i>	4,80	5,38	12,1
1,10	1,75	1,37	24,5	<i>Francia</i>	5,23	5,92	13,2
0,30	0,38	0,24	(20,0)	<i>altro</i>	1,18	1,19	0,8
1,87	1,90	2,08	11,2	Mercati extra europei	4,78	5,43	13,6
0,65	0,60	0,71	9,2	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,11	2,01	(4,7)
17,96	20,15	19,48	8,5	TOTALE VENDITE GAS MONDO	71,29	70,24	(1,5)

Le vendite di gas naturale del **terzo trimestre 2012** sono state di 19,48 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 crescita di 1,52 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2011, pari all'8,5%, grazie alla migliore performance registrata sui mercati europei. Le vendite in Italia di 5,96 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 0,33 miliardi di metri cubi (-5,2%) dovuta principalmente alla riduzione dei prelievi del settore termoelettrico (-0,48 miliardi di metri cubi). Altri cali sono stati registrati nei segmenti grossista (-0,27 miliardi di metri cubi) a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza, e industriale (-0,19 miliardi di metri cubi) per il contesto congiunturale recessivo. In aumento i volumi venduti al PSV e borsa (+0,50 miliardi di metri cubi). Le vendite nei mercati europei registrano una solida performance (+1,15 miliardi di metri cubi, +13,2%) in particolare nei mercati di UK/Nord Europa (+1,89 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,51 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,27 miliardi di metri cubi) a fronte delle efficaci politiche commerciali intraprese. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione delle vendite in Benelux (-1,10 miliardi di metri cubi) per pressione competitiva e Penisola Iberica (-0,45 miliardi di metri cubi) a seguito dell'esclusione delle vendite Galp che cessa di essere collegata di Eni con il termine del patto di sindacato. In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,21 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL in Argentina e Giappone. Nel trimestre raddoppiano i ritiri degli importatori in Italia (+0,43 miliardi di metri cubi) a seguito della ripresa delle forniture libiche.

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2012** sono state di 70,24 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 1,05 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto (-1,5%). Le vendite sul mercato domestico sono diminuite di 0,75 miliardi di metri cubi a 24,63 miliardi di metri cubi (-3%) per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre. Le vendite nei mercati europei di 36,31 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto ai nove mesi del 2011 (+0,11 miliardi di metri cubi, + 0,3%). La crescita registrata in Germania/Austria (+1,12 miliardi di metri cubi), UK/Nord Europa (+0,82 miliardi di metri cubi), Francia (+0,69 miliardi di metri cubi) e Turchia (+0,58 miliardi di metri cubi) è stata quasi completamente compensata dalla riduzione dei volumi commercializzati in Benelux (-2,48 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (-0,52 miliardi di metri cubi) a seguito degli stessi driver descritti nel commento al trimestre. I ritiri degli importatori in Italia sono diminuiti di 0,96 miliardi di metri cubi (-34%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche. In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,65 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

Le vendite di **energia elettrica** di 10,54 TWh nel terzo trimestre 2012 sono in crescita del 10,4% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+ 3,56 TWh, pari al 12,3% nei nove mesi). In un contesto di debole andamento della richiesta elettrica nazionale sono aumentate le vendite ai clienti del mercato libero, in particolare grossisti e PMI, parzialmente compensate dai minori volumi scambiati sulla borsa elettrica.

Trasporto internazionale

L'utile operativo adjusted del **terzo trimestre** 2012 di €50 milioni (€234 milioni nei nove mesi 2012) è diminuito di €55 milioni rispetto al terzo trimestre 2011, pari al 52,4% (-€101 milioni, pari al 30,1%, rispetto ai primi nove mesi del 2011) per effetto della cessione delle attività del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

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)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
162	(133)	(108)	..	EBITDA pro-forma adjusted	666	1.077	61,7
(28)	(264)	(190)	..	Mercato	83	730	..
65				<i>di cui: +/- rettifica derivati commodity</i>	(46)		
190	131	82	(56,8)	Trasporto Internazionale	583	347	(40,5)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. 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 ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni 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

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		
2011	2012	2012				2011	2012	Var. %
13.141	15.295	17.113	30,2	Ricavi della gestione caratteristica		37.962	46.614	22,8
32	(789)	454	..	Utile operativo		408	(224)	..
(35)	464	(428)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(772)	(322)	
5	181	25		Esclusione special item:		93	227	
7	3	7		- oneri ambientali		33	14	
13	182	8		- svalutazioni		51	201	
1	1			- plusvalenze nette su cessione di asset		(8)	1	
	(13)			- accantonamenti a fondo rischi		5	(13)	
2	23	2		- oneri per incentivazione all'esodo		10	26	
2				- componente valutativa dei derivati su commodity		(4)		
(24)	(17)	2		- differenze e derivati su cambi		(7)	(13)	
4	2	6		- altro		13	11	
2	(144)	51	..	Utile operativo adjusted		(271)	(319)	(17,7)
	(3)			Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)			(2)	
21	(5)	38		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		59	55	
5	42	(38)		Imposte sul reddito ^(a)		76	64	
..	..	42,7		Tax rate (%)		
28	(110)	51	82,1	Utile netto adjusted		(136)	(202)	(48,5)
191	166	192	0,5	Investimenti		507	482	(4,9)
				Margine di raffinazione				
2,87	5,89	7,96	177,4	Brent dated	(\$/bbl)	1,90	5,59	194,2
2,03	4,60	6,37	213,8	Brent dated	(€/bbl)	1,35	4,36	223,0
2,92	6,31	7,35	151,7	Brent/Ural	(\$/bbl)	2,82	5,64	100,0
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
6,15	5,10	5,65	(8,1)	Lavorazioni complessive delle Raffinerie interamente possedute		17,37	15,49	(10,8)
8,46	7,10	8,12	(4,0)	Lavorazioni in conto proprio		24,23	22,39	(7,6)
7,22	5,83	6,74	(6,6)	- Italia		20,55	18,55	(9,7)
1,24	1,27	1,38	11,3	- Resto d'Europa		3,68	3,84	4,3
3,03	2,74	3,05	0,7	Rete Europa		8,57	8,32	(2,9)
2,23	1,98	2,24	0,4	- Italia		6,31	6,03	(4,4)
0,80	0,76	0,81	1,3	- Resto d'Europa		2,26	2,29	1,3
3,55	3,21	3,25	(8,5)	Extrarete Europa		9,74	9,41	(3,4)
2,47	2,18	2,20	(10,9)	- Italia		6,88	6,44	(6,4)
1,08	1,03	1,05	(2,8)	- Resto d'Europa		2,86	2,97	3,8
0,11	0,11	0,10	(9,1)	Extrarete mercati extra europei		0,32	0,31	(3,1)

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2012** la divisione Refining & Marketing ha registrato un significativo miglioramento della performance operativa adjusted di €49 milioni rispetto al terzo trimestre del 2011 per effetto della ripresa dei margini di raffinazione che hanno raggiunto i massimi livelli registrati nell'ultimo quadriennio e del beneficio delle iniziative di efficienza e ottimizzazione. Tali effetti positivi sono stati attenuati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività degli impianti di conversione e dal calo della domanda di prodotti petroliferi che ha risentito della contrazione economica.

I risultati del Marketing hanno registrato una flessione in particolare nel segmento retail penalizzato dalla contrazione dei margini connessa principalmente all'iniziativa commerciale "riparti con eni" in un contesto di riduzione della domanda ed elevata pressione competitiva.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €25 milioni che hanno riguardato principalmente oneri ambientali e svalutazioni.

Nel terzo trimestre 2012 il settore ha conseguito l'utile netto adjusted di €51 milioni, con un miglioramento di €23 milioni rispetto al terzo trimestre 2011 per effetto della performance operativa e dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nei **nove mesi 2012** il settore ha riportato una perdita operativa adjusted di €319 milioni che rappresenta un peggioramento di €48 milioni rispetto ai nove mesi 2011, a seguito dello scenario particolarmente sfavorevole registrato nel primo semestre 2012 e della debolezza della domanda.

Gli special item di €227 milioni nei nove mesi 2012 hanno riguardato principalmente le svalutazioni (€201 milioni) degli impianti di raffinazione a seguito di proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi a breve e medio termine e oneri per incentivazione all'esodo (€26 milioni).

La perdita netta adjusted si attesta a €202 milioni, in peggioramento di €66 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2011.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel terzo trimestre 2012 sono state di 8,12 milioni di tonnellate (22,39 milioni di tonnellate nei nove mesi 2012) con una diminuzione del 4% rispetto al terzo trimestre 2011 (-7,6% rispetto ai nove mesi 2011). In Italia la flessione dei volumi processati nei primi nove mesi riflette principalmente l'effetto delle fermate programmate anche al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, sui siti di Taranto e Gela (con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012) e l'upset sulla raffineria di Sannazzaro. Tali effetti negativi sul trimestre sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Venezia (fermata temporaneamente a novembre dello scorso anno e riavviata ad aprile del 2012) e Livorno.

All'estero, le lavorazioni in conto proprio sono aumentate dell'11,3% nel trimestre, in particolare in Repubblica Ceca, per la fermata di manutenzione programmata della Raffineria di Litvinov effettuata nel trimestre 2011 (+4,3% nei nove mesi).

Le **vendite rete in Italia** di 2,24 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2012 (6,03 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono sostanzialmente invariate nel confronto con il trimestre 2011 (+10 mila tonnellate, +0,4%; circa - 280 mila tonnellate, -4,4% nei nove mesi), a fronte di una contrazione di consumi di quasi il 9%. Conseguentemente nel trimestre la quota di mercato ha registrato un incremento di 3,1 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (da 31,2% a 34,3%), per effetto dell'iniziativa "riparti con eni". Le vendite nel segmento premium risultano in flessione rispetto ai periodi di confronto.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,20 milioni di tonnellate nel terzo trimestre; 6,44 milioni di tonnellate nei nove mesi) hanno registrato una flessione di circa 270 mila tonnellate, pari al 10,9% rispetto al terzo trimestre 2011 (-6,4% nei nove mesi). La quota di mercato extrarete media nel terzo trimestre si attesta al 29,2% (29% nel trimestre 2011). Nel trimestre le flessioni più rilevanti si registrano nelle vendite di gasolio e oli combustibili, per il calo della domanda del segmento industriale, nonché di prodotti speciali, per la minore disponibilità di coke.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 810 mila tonnellate nel terzo trimestre 2012 (2,29 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono in crescita dell'1,3% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+1,3% nel confronto sui nove mesi).

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,05 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2012 (2,97 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono diminuite del 2,8% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+3,8% rispetto ai nove mesi 2011) principalmente in Germania e Ungheria.

Conto economico⁹

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
25.516	30.063	31.494	23,4	Ricavi della gestione caratteristica	78.042	94.697	21,3
54	515	228	..	Altri ricavi e proventi	645	979	51,8
(19.486)	(23.985)	(25.307)	(29,9)	Costi operativi	(59.376)	(73.831)	(24,3)
				<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(69)		
(34)	(280)	190		Altri proventi e oneri operativi	(46)	(182)	
(1.809)	(3.533)	(2.533)	(40,0)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.837)	(8.274)	(41,8)
4.241	2.780	4.072	(4,0)	Utile operativo	13.428	13.389	(0,3)
(469)	(325)	(406)	13,4	Proventi (oneri) finanziari netti	(858)	(1.026)	(19,6)
256	306	1.538	..	Proventi netti su partecipazioni	950	2.932	..
4.028	2.761	5.204	29,2	Utile prima delle imposte	13.520	15.295	13,1
(2.194)	(2.516)	(2.402)	(9,5)	Imposte sul reddito	(7.210)	(8.455)	(17,3)
54,5	91,1	46,2		<i>Tax rate (%)</i>	53,3	55,3	
1.834	245	2.802	52,8	Utile netto - continuing operations	6.310	6.840	8,4
(9)	128	48	..	Utile netto - discontinued operations	(26)	307	..
1.825	373	2.850	56,2	Utile netto	6.284	7.147	13,7
1.770	227	2.483	40,3	Di competenza Eni	5.571	6.327	13,6
1.775	156	2.462	38,7	- continuing operations	5.586	6.162	10,3
(5)	71	21	..	- discontinued operations	(15)	165	..
55	146	367	..	Interessenze di terzi	713	820	15,0
59	89	340	..	- continuing operations	724	678	(6,4)
(4)	57	27	..	- discontinued operations	(11)	142	..
1.775	156	2.462	38,7	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.586	6.162	10,3
(10)	209	(293)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(654)	(363)	
(42)	1.003	(392)		Esclusione special item	431	(189)	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
(42)	1.003	(392)		- altri special item	362	(189)	
1.723	1.368	1.777	3,1	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	5.363	5.610	4,6

(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".

(9) Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information riportata nel 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 e business regolati gas; 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. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

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

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

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

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

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

(€ milioni)

Nove mesi 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	13.904	(1.406)	(224)	(360)	1.127	(256)	1.676	(194)	10	14.277	(1.676)	788	(888)	13.389
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(187)	(322)	(26)					(42)	(577)				(577)
Esclusioni special item:														
oneri ambientali		(3)	14	1			71	34		117	(71)		(71)	46
svalutazioni	92	849	201	8	21			2		1.173				1.173
plusvalenze nette su cessione di asset	(413)	(4)	1				(22)	(12)		(450)	22		22	(428)
accantonamenti a fondo rischi		986	(13)			3		4		980				980
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	8	4	26	14	2	9	2	1		66	(2)		(2)	64
differenze e derivati su cambi	(13)	67	(13)	(5)						36				36
altro	76	7	11			(2)		21		113				113
Special item dell'utile operativo	(248)	1.906	227	18	21	10	51	50		2.035	(51)		(51)	1.984
Utile operativo adjusted	13.656	313	(319)	(368)	1.148	(246)	1.727	(144)	(32)	15.735	(1.727)	788	(939)	14.796
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(189)	25	(2)	(1)		(728)	(51)	(20)		(966)	51		51	(915)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	476	238	55	1	34	29	38			871	(38)		(38)	833
Imposte sul reddito ^(b)	(8.311)	(17)	64	101	(327)	176	(712)		11	(9.015)	712	(123)	589	(8.426)
Tax rate (%)	59,6		27,7		41,5			57,6				57,3
Utile netto adjusted	5.632	559	(202)	(267)	855	(769)	1.002	(164)	(21)	6.625	(1.002)	665	(337)	6.288
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										820			(142)	678
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.805			(195)	5.610
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.327			(165)	6.162
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(363)				(363)
Esclusione special item										(159)			(30)	(189)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.805			(195)	5.610

(a) Per effetto dell'annunciato 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)

Novembre 2011

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni Infragruppo	Totale	
Utile operativo	11.718	(129)	408	(127)	1.024	(273)	1.561	(244)	14	13.952	(1.561)	1.037	(524)	13.428
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(772)	(88)						(977)				(977)
Esclusione special item:														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	144	71	93	83	29	26	27	28		501	(27)		(27)	474
oneri ambientali			33				4	26		63	(4)		(4)	59
svalutazioni	141		51	79	24		(8)	10		297	8		8	305
plusvalenze nette su cessione di asset	(28)		(8)		4		5	(2)		(29)	(5)		(5)	(34)
accantonamenti a fondo rischi			5			(10)	21	(1)		15	(21)		(21)	(6)
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	15	3	10	4	2	13	5	2		54	(5)		(5)	49
differenze e derivati su cambi	31	208	(4)		(1)					234				234
altro	(15)	(148)	(7)							(170)				(170)
Special item dell'utile operativo	144	71	93	93	29	26	27	87		570	(27)		(27)	543
Utile operativo adjusted	11.862	(175)	(271)	(122)	1.053	(247)	1.588	(157)	14	13.545	(1.588)	1.037	(551)	12.994
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(173)	36				(553)	19	4		(667)	(19)		(19)	(686)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	448	267	59	1	79		37			891	(37)		(37)	854
Imposte sul reddito ^(b)	(6.974)	48	76	36	(321)	198	(687)		(3)	(7627)	687	(135)	552	(7075)
Tax rate (%)	57,5		28,4		41,8			55,4				53,8
Utile netto adjusted	5.163	176	(136)	(85)	811	(602)	957	(153)	11	6.142	(957)	902	(55)	6.087
<i>di cui:</i>														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										713			11	724
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.429			(66)	5.363
Utile netto di competenza azionisti Eni										5.571			15	5.586
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(654)				(654)
Esclusione special item:										512			(81)	431
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										443			(81)	362
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.429			(66)	5.363

(a) Per effetto dell'annunciato 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)

Terzo trimestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	E&P	G&P ^(a)	R&M	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	4.361	(764)	454	(130)	387	(69)	602	(48)	(411)	4.382	(602)	292	(310)	4.072
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(314)	(428)	(44)					295	(491)				(491)
Esclusione special item:														
oneri ambientali			7				60			67	(60)		(60)	7
svalutazioni	1		8							9				9
plusvalenze nette su cessione di asset	(62)	(3)			(1)		(19)	(1)		(86)	19		19	(67)
accantonamenti a fondo rischi		909				3				912				912
oneri per incentivazione all'esodo			2	5	1	1	1			10	(1)		(1)	9
componente valutativa dei derivati su commodity	1				(1)									
differenze e derivati su cambi	1	(133)	2	(4)						(134)				(134)
altro	29	1	6					8		44				44
Special item dell'utile operativo	(30)	774	25	1	(1)	4	42	7		822	(42)		(42)	780
Utile operativo adjusted	4.331	(304)	51	(173)	386	(65)	644	(41)	(116)	4.713	(644)	292	(352)	4.361
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(61)	16				(81)	(60)			(186)	60		60	(126)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	234	51	38		12	29	15			379	(15)		(15)	364
Imposte sul reddito ^(b)	(2.580)	171	(38)	49	(95)	(6)	(266)		48	(2.717)	266	(31)	235	(2.482)
Tax rate (%)	57,3	..	42,7		23,9		44,4			55,4				54,0
Utile netto adjusted	1.924	(66)	51	(124)	303	(123)	333	(41)	(68)	2.189	(333)	261	(72)	2.117
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										367			(27)	340
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.822			(45)	1.777
Utile netto di competenza azionisti Eni										2.483			(21)	2.462
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(293)				(293)
Esclusione special item										(368)			(24)	(392)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.822			(45)	1.777

[a] Per effetto dell'annunciato 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)

Terzo trimestre 2011

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
Utile operativo	3.919	(170)	32	(122)	304	(85)	508	(79)	197	4.504	(508)	245	(263)	4.241
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(64)	(35)	31						(68)				(68)
Esclusione special item:														
oneri ambientali			7					14		21				21
svalutazioni			13	9	10			8		40				40
plusvalenze nette su cessione di asset			1		1			(2)						
accantonamenti a fondo rischi						(10)	21			11	(21)		(21)	(10)
oneri per incentivazione all'esodo	11	1	2	2	1	1	1	1		20	(1)		(1)	19
componente valutativa dei derivati su commodity	1	54	2		17					74				74
differenze e derivati su cambi	(22)	(18)	(24)	3						(61)				(61)
altro		1	4					6		11				11
Special item dell'utile operativo	(10)	38	5	14	29	(9)	22	27		116	(22)		(22)	94
Utile operativo adjusted	3.909	(196)	2	(77)	333	(94)	530	(52)	197	4.552	(530)	245	(285)	4.267
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(57)	10				(361)	7			(401)	(7)		(7)	(408)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	36	75	21		70		10			212	(10)		(10)	202
Imposte sul reddito ^(b)	(2.247)	99	5	22	(128)	137	(330)		(71)	(2.513)	330	(96)	234	(2.279)
Tax rate (%)	57,8		31,8		60,3			57,6				56,1
Utile netto adjusted	1.641	(12)	28	(55)	275	(318)	217	(52)	126	1.850	(217)	149	(68)	1.782
<i>di cui:</i>														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										55			4	59
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.795			(72)	1.723
Utile netto di competenza azionisti Eni										1.770			5	1.775
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(10)				(10)
Esclusione special item										35			(77)	(42)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.795			(72)	1.723

(a) Per effetto dell'annunciato 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)

Secondo trimestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
Utile operativo	4.453	(1.558)	(789)	(134)	364	(103)	505	(107)	430	3.061	(505)	224	(281)	2.780
Esclusione (utile) perdita di magazzino		114	464	85					(337)	326				326
Esclusione special item:														
oneri ambientali		(3)	3	1			9	34		44	(9)		(9)	35
svalutazioni	91	849	182	8	21			2		1.153				1.153
plusvalenze nette su cessione di asset	(339)		1							(338)				(338)
accantonamenti a fondo rischi		(20)	(13)					4		(29)				(29)
oneri per incentivazione all'esodo	7	4	23	8	1	5	(3)	1		46	3		3	49
componente valutativa dei derivati su commodity	(20)				2					(18)				(18)
differenze e derivati su cambi	(5)	210	(17)	6						194				194
altro	47	2	2			(2)		9		58				58
Special item dell'utile operativo	(219)	1.042	181	23	24	3	6	50		1.110	(6)		(6)	1.104
Utile operativo adjusted	4.234	(402)	(144)	(26)	388	(100)	511	(57)	93	4.497	(511)	224	(287)	4.210
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(65)	2	(3)	(1)		(431)	4	(20)		(514)	(4)		(4)	(518)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	199	81	(5)	1	21		11			308	(11)		(11)	297
Imposte sul reddito ^(b)	(2.652)	208	42	3	(127)	79	(215)		(39)	(2.701)	215	(46)	169	(2.532)
Tax rate (%)	60,7		31,1		40,9			62,9				63,5
Utile netto adjusted	1.716	(111)	(110)	(23)	282	(452)	311	(77)	54	1.590	(311)	178	(133)	1.457
<i>di cui:</i>														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										146			(57)	89
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.444			(76)	1.368
Utile netto di competenza azionisti Eni										227			(71)	156
Esclusione (utile) perdita di magazzino										209				209
Esclusione special item										1.008			(5)	1.003
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.444			(76)	1.368

(a) Per effetto dell'annunciato 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 delle principali voci del conto economico-continuing operations

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
			Oneri (proventi) non ricorrenti	69	
			<i>di cui:</i>		
			<i>sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>	69	
94	1.104	780	Altri special item	474	1.984
21	35	7	<i>oneri ambientali</i>	59	46
40	1.153	9	<i>svalutazioni</i>	305	1.173
	(338)	(67)	<i>plusvalenze nette su cessione di asset</i>	(34)	(428)
(10)	(29)	912	<i>accantonamenti a fondo rischi</i>	(6)	980
19	49	9	<i>oneri per incentivazione all'esodo</i>	49	64
74	(18)		<i>componente valutativa dei derivati su commodity</i>	234	
(61)	194	(134)	<i>differenze e derivati su cambi</i>	(170)	36
11	58	44	<i>altro</i>	37	113
94	1.104	780	Special item dell'utile operativo	543	1.984
61	(193)	280	Oneri (proventi) finanziari	172	111
			<i>di cui:</i>		
61	(194)	134	<i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo</i>	170	(36)
(51)	(10)	(1.174)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(26)	(2.071)
			<i>di cui:</i>		
	(7)	(309)	<i>plusvalenze da cessione</i>		(1.151)
		(865)	<i>plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni</i>		(865)
(146)	102	(278)	Imposte sul reddito	(258)	(213)
			<i>di cui:</i>		
(22)		91	<i>linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro</i>	49	107
(124)	102	(369)	<i>fiscaltà su special item dell'utile operativo</i>	(307)	(320)
(42)	1.003	(392)	Totale special item dell'utile netto	431	(189)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
6.933	8.553	8.736	26,0	Exploration & Production	21.185	26.632	25,7
6.742	7.865	7.276	7,9	Gas & Power	22.879	27.269	19,2
13.141	15.295	17.113	30,2	Refining & Marketing	37.962	46.614	22,8
1.604	1.598	1.644	2,5	Chimica	5.148	4.885	(5,1)
2.901	3.053	3.467	19,5	Ingegneria & Costruzioni	8.606	9.480	10,2
19	32	16	(15,8)	Altre attività	64	77	20,3
323	354	345	6,8	Corporate e società finanziarie	967	1.009	4,3
(36)	(74)	8		Effetto eliminazione utili interni	(194)	(163)	
(6.111)	(6.613)	(7.111)		Elisioni di consolidamento	(18.575)	(21.106)	
25.516	30.063	31.494	23,4		78.042	94.697	21,3

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
18.410	22.840	24.129	31,1	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	56.214	70.378	25,2
				<i>di cui - oneri non ricorrenti</i>	69		
11	6	919		<i>- altri special item</i>	53	1.026	
1.076	1.145	1.178	9,5	Costo lavoro	3.162	3.453	9,2
19	49	9		<i>di cui - incentivi per esodi agevolati e altro</i>	49	64	
19.486	23.985	25.307	29,9		59.376	73.831	24,3

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
1.396	2.010	2.121	51,9	Exploration & Production	4.423	5.948	34,5
101	106	104	3,0	Gas & Power	309	309	
87	83	81	(6,9)	Refining & Marketing	262	246	(6,1)
21	21	22	4,8	Chimica	67	65	(3,0)
149	150	186	24,8	Ingegneria & Costruzioni	432	502	16,2
2	(1)	Altre attività	2
19	17	17	(10,5)	Corporate e società finanziarie	54	50	(7,4)
(6)	(6)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(17)	(19)	
1.769	2.380	2.524	42,7	Ammortamenti	5.532	7.101	28,4
40	1.153	9	(77,5)	Svalutazioni	305	1.173	..
1.809	3.533	2.533	40,0		5.837	8.274	41,8

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2012	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	134	233	31	34	2	434
Dividendi	344	5	52		30	431
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		28		1	288	317
Altri proventi (oneri) netti	(2)		52		1.700	1.750
	476	266	135	35	2.020	2.932

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi		
				2011	2012	Var. ass.
			Utile ante imposte			
83	(1.721)	510	Italia	1.111	1.060	(51)
3.945	4.482	4.694	Esteri	12.409	14.235	1.826
4.028	2.761	5.204		13.520	15.295	1.775
			Imposte sul reddito			
96	(236)	(190)	Italia	523	108	(415)
2.098	2.752	2.592	Esteri	6.687	8.347	1.660
2.194	2.516	2.402		7.210	8.455	1.245
			Tax rate (%)			
..	Italia	47,1
53,2	61,4	55,2	Esteri	53,9	58,6	4,7
54,5	..	46,2		53,3	55,3	2,0

Utile netto adjusted

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
1.641	1.716	1.924	17,2	Exploration & Production	5.163	5.632	9,1
(12)	(111)	(66)	..	Gas & Power	176	559	..
28	(110)	51	82,1	Refining & Marketing	(136)	(202)	(48,5)
(55)	(23)	(124)	..	Chimica	(85)	(267)	..
275	282	303	10,2	Ingegneria & Costruzioni	811	855	5,4
(52)	(77)	(41)	21,2	Altre attività	(153)	(164)	(7,2)
(318)	(452)	(123)	61,3	Corporate e società finanziarie	(602)	(769)	(27,7)
275	232	193		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	913	644	
1.782	1.457	2.117	18,8		6.087	6.288	3,3
				di competenza:			
1.723	1.368	1.777	3,1	- azionisti Eni	5.363	5.610	4,6
59	89	340	..	- interessenze di terzi	724	678	(6,4)

(a) Include gli utili interni che riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente ed elisioni di consolidato conseguenti alla rappresentazione delle "discontinued operations".

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 comprensivo delle 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. 2011	30 giu. 2012	30 sett. 2012	Var. ass. vs 31 dic. 2011	Var. ass. vs 30 giu. 2012
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	31.954	25.582	(4.015)	(6.372)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	6.971	6.325	(170)	(646)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	24.983	19.257	(3.845)	(5.726)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(4.640)	(5.867)	(4.367)	(1.227)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(31)	(23)	14	8
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(374)	(75)	(47)	299
Indebitamento finanziario netto	28.032	26.909	19.617	(8.415)	(7.292)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	60.393	63.574	64.241	3.848	667
Leverage	0,46	0,42	0,31	(0,15)	(0,11)

La riduzione rispetto a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,31 al 30 settembre 2012) riflette, oltre che l'incremento del total equity, l'effetto della rappresentazione contabile di Snam come discontinued operations che comporta il suo consolidamento sintetico e la conseguente esclusione dell'indebitamento finanziario netto della stessa Snam da quello di Gruppo.

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2012

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2012 ^(a)
Eni Finance International SA	197
Eni SpA	2.829
	3.026

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2012 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso [milioni]	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2012 ^(a) [€ milioni]	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	70	EUR	70	2032	fisso	4,00
Eni SpA	1.000	EUR	1.022	2020	fisso	4,25
Eni SpA	750	EUR	752	2019	fisso	3,75
			1.844			

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

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al lordo e al netto delle partite intercompany.

Snam - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
599	643	575	(4,0)	Totale ricavi	1.447	1.886	30,3
(336)	(362)	(265)	21,1	Costi operativi	(923)	(998)	(8,1)
263	281	310	17,9	Utile operativo	524	888	69,5
7	4	(60)	..	Oneri (proventi) finanziari	19	(51)	..
280	296	265	(5,4)	Utile ante imposte	580	875	50,9
(289)	(168)	(217)	24,9	Imposte sul reddito	(606)	(568)	6,3
(9)	128	48	..	Utile netto	(26)	307	..
				di cui:			
(5)	71	21	..	- azionisti Eni	(15)	165	..
(4)	57	27	..	- interessenze di terzi	(11)	142	..
	0,02	0,01	..	Utile netto per azione		0,05	..
	1.512	9.904	..	Indebitamento finanziario netto	(59)	11.416	..
47	8	(67)	..	Flusso di cassa da attività operativa	253	15	(94,1)
(304)	(308)	(383)	26,0	Flusso di cassa da attività di investimento	(1.053)	(1.044)	0,9
(2)	1.290	9.882	..	Flusso di cassa da attività di finanziamento	(206)	11.172	..
361	254	263	(27,1)	Investimenti tecnici	1.018	756	(25,7)

Snam - risultati transazioni con parti terze e Gruppo

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
924	894	891	(3,6)	Totale ricavi	2.718	2.754	1,3
(416)	(389)	(289)	30,5	Costi operativi	(1.157)	(1.078)	6,8
508	505	602	18,5	Utile operativo	1.561	1.676	7,4
(207)	(119)	(142)	31,4	Oneri (proventi) finanziari	(337)	(376)	(11,6)
311	397	475	52,7	Utile ante imposte	1.261	1.338	6,1
(289)	(168)	(217)	24,9	Imposte sul reddito	(606)	(568)	6,3
22	229	258	..	Utile netto	655	770	17,6
				di cui:			
12	127	130	..	- azionisti Eni	363	414	14,0
10	102	128	..	- interessenze di terzi	292	356	21,9
	0,04	0,04	..	Utile netto per azione	0,10	0,11	10,0
(56)	792	713	..	Indebitamento finanziario netto	10.615	12.447	(17,3)
356	(6)	(225)	..	Flusso di cassa da attività operativa	1.258	412	(67,2)
(290)	(315)	(394)	(35,9)	Flusso di cassa da attività di investimento	(1.114)	(1.070)	3,9
(70)	335	611	..	Flusso di cassa da attività di finanziamento	(174)	663	..
361	254	263	(27,1)	Investimenti tecnici	1.018	756	(25,7)

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 giu. 2012	30 sett. 2012
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500	4.640	5.867
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	262	241	237
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	24.605	25.352
Rimanenze	7.575	7.900	9.435
Attività per imposte sul reddito correnti	549	307	631
Attività per altre imposte correnti	1.388	1.057	1.258
Altre attività correnti	2.326	1.944	1.800
	38.195	40.694	44.580
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	64.188	63.865
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.431	2.504
Attività immateriali	10.950	6.021	6.102
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.843	6.549	4.443
Altre partecipazioni	399	309	3.483
Altre attività finanziarie	1.578	1.315	1.331
Attività per imposte anticipate	5.514	5.067	4.544
Altre attività non correnti	4.225	3.942	4.420
	104.520	89.822	90.692
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	230	19.999	20.327
TOTALE ATTIVITÀ	142.945	150.515	155.599
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	4.459	3.947	3.199
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.036	3.024	3.126
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	19.873	22.032
Passività per imposte sul reddito correnti	2.092	1.839	1.972
Passività per altre imposte correnti	1.896	2.805	2.591
Altre passività correnti	2.237	2.027	1.510
	35.632	33.515	34.430
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	23.102	24.983	19.257
Fondi per rischi e oneri	12.735	13.300	13.660
Fondi per benefici ai dipendenti	1.039	970	988
Passività per imposte differite	7.120	6.954	5.922
Altre passività non correnti	2.900	2.374	2.229
	46.896	48.581	42.056
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	24	4.845	14.872
TOTALE PASSIVITÀ	82.552	86.941	91.358
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	4.921	5.029	5.413
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	33	(41)
Altre riserve	53.195	57.415	50.493
Azioni proprie	(6.753)	(6.752)	
Acconto sul dividendo	(1.884)		(1.956)
Utile netto del periodo	6.860	3.844	6.327
Totale patrimonio netto di Eni	55.472	58.545	58.828
TOTALE PATRIMONIO NETTO	60.393	63.574	64.241
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	142.945	150.515	155.599

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi 2011 2012	
25.516	30.063	31.494	RICAVI		
54	515	228	Ricavi della gestione caratteristica	78.042	94.697
25.570	30.578	31.722	Altri ricavi e proventi	645	979
			Totale ricavi	78.687	95.676
			COSTI OPERATIVI		
18.410	22.840	24.129	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	56.214	70.378
			- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	69	
1.076	1.145	1.178	Costo lavoro	3.162	3.453
(34)	(280)	190	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(46)	(182)
1.809	3.533	2.533	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	5.837	8.274
4.241	2.780	4.072	UTILE OPERATIVO	13.428	13.389
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.760	3.873	(129)	Proventi finanziari	4.617	6.081
(2.156)	(4.037)	(244)	Oneri finanziari	(5.627)	(6.874)
(73)	(161)	(33)	Strumenti finanziari derivati	152	(233)
(469)	(325)	(406)		(858)	(1.026)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
188	165	92	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	443	434
68	141	1.446	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	507	2.498
256	306	1.538		950	2.932
4.028	2.761	5.204	UTILE ANTE IMPOSTE	13.520	15.295
(2.194)	(2.516)	(2.402)	Imposte sul reddito	(7.210)	(8.455)
1.834	245	2.802	Utile netto - continuing operations	6.310	6.840
(9)	128	48	Utile netto - discontinued operations	(26)	307
1.825	373	2.850	Utile netto	6.284	7.147
			Di competenza Eni:		
1.775	156	2.462	- continuing operations	5.586	6.162
(5)	71	21	- discontinued operations	(15)	165
1.770	227	2.483		5.571	6.327
			Interessenze di terzi		
59	89	340	- continuing operations	724	678
(4)	57	27	- discontinued operations	(11)	142
55	146	367		713	820
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,49	0,06	0,69	- semplice	1,54	1,75
0,49	0,06	0,69	- diluito	1,54	1,75
			Utile per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,49	0,04	0,68	- semplice	1,54	1,70
0,49	0,04	0,68	- diluito	1,54	1,70

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2011	2012
Utile netto del periodo	6.284	7.147
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(299)	89
<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Galp</i>		432
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	290	(66)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(5)	5
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	5	13
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(104)	24
	(113)	497
Totale utile complessivo	6.171	7.644
Di competenza:		
- azionisti Eni	5.466	6.818
- interessenze di terzi	705	826

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Totale utile complessivo di periodo	7.644	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(583)	
Plusvalenza cessione Snam	368	
Effetto cessione Snam sulle interessenze di terzi	237	
Cessione azioni proprie Saipem	29	
Altre variazioni	(?)	
Totale variazioni		3.848
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2012		64.241
Di competenza:		
- azionisti Eni		58.828
- interessenze di terzi		5.413

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
1.834	245	2.802		2011	2012
			Utile netto del periodo - continuing operations	6.310	6.840
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
1.769	2.380	2.524	Ammortamenti	5.532	7.101
40	1.153	9	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	305	1.173
(188)	(165)	(92)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(443)	(434)
(53)	(347)	(369)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(87)	(739)
(15)	(132)	(275)	Dividendi	(452)	(431)
(36)	(11)	(42)	Interessi attivi	(85)	(90)
218	199	220	Interessi passivi	578	640
2.194	2.516	2.402	Imposte sul reddito	7.210	8.455
304	(13)	(891)	Altre variazioni	262	(1.789)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(943)	(275)	(1.648)	- rimanenze	(1.783)	(2.269)
(370)	3.487	(1.044)	- crediti commerciali	1.610	(439)
100	(846)	1.294	- debiti commerciali	(1.403)	196
(120)	247	345	- fondi per rischi e oneri	(140)	676
(379)	(1.261)	(655)	- altre attività e passività	(61)	(165)
(1.712)	1.352	(1.708)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	(1.777)	(2.001)
(1)	19	12	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(13)	28
281	295	186	Dividendi incassati	697	660
46	13	28	Interessi incassati	50	53
(141)	(252)	(85)	Interessi pagati	(696)	(627)
(1.978)	(3.033)	(2.812)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.439)	(8.590)
2.562	4.219	1.909	Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	10.952	10.249
47	8	(67)	Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	253	15
2.609	4.227	1.842	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.205	10.264
			Investimenti:		
(2.607)	(2.674)	(2.751)	- attività materiali	(8.478)	(7.837)
(322)	(595)	(736)	- attività immateriali	(1.066)	(1.790)
			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(22)	(178)
(92)	(61)	(207)	- partecipazioni	(198)	(335)
(14)	(7)	(2)	- titoli	(54)	(2)
33	(384)	243	- crediti finanziari	(587)	(365)
157	29	(87)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	217	(392)
(2.845)	(3.692)	(3.540)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(10.188)	(10.899)
			Disinvestimenti:		
5	704	112	- attività materiali	90	839
17	1	31	- attività immateriali	25	61
167	(2)		- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	168	(2)
42	19	759	- partecipazioni	51	778
64	16		- titoli	116	32
(14)	79	56	- crediti finanziari	504	388
40	(379)	69	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	150	(292)
321	438	1.027	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	1.104	1.804
(2.524)	(3.254)	(2.513)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(9.084)	(9.095)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
913	4.169	5.677	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.963	10.489
162	(139)	(3.022)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(895)	(3.703)
745	(91)	618	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.135)	64
1.820	3.939	3.273		1.933	6.850
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	27	
2		7	Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	15	29
	1	609	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(8)	605
(1.884)	(1.884)	(1.956)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.695)	(3.840)
	(391)	(24)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(397)	(438)
(62)	1.665	1.909	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.125)	3.206
	(6)	2	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)	(4)
			Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	3	(4)
44	18	(13)			
67	2.650	1.227	Flusso di cassa netto del periodo	(8)	4.367
1.474	1.990	4.640	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.549	1.500
1.541	4.640	5.867	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.541	5.867

(*) 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)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
			Investimenti finanziari:		
(2)	(7)	(2)	- titoli	(26)	(2)
43	(338)	293	- crediti finanziari		(57)
41	(345)	291		(26)	(59)
			Disinvestimenti finanziari:		
70	7	9	- titoli	70	16
(32)	4	(1)	- crediti finanziari	15	6
38	11	8		85	22
79	(334)	299	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	59	(37)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
			Attività correnti		108
	(15)		Attività non correnti	22	171
			Disponibilità finanziarie nette		46
	15		Passività correnti e non correnti		(99)
			Effetto netto degli investimenti	22	226
			Totale prezzo di acquisto	22	226
			a dedurre:		
			Disponibilità liquide ed equivalenti		(48)
			Flusso di cassa degli investimenti	22	178
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
21	1		Attività correnti	21	1
117	1		Attività non correnti	118	1
23	5		Indebitamento finanziario netto	23	5
(21)	(8)		Passività correnti e non correnti	(21)	(8)
140	(1)		Effetto netto dei disinvestimenti	141	(1)
50	2		Plusvalenza per disinvestimenti	50	2
	(1)		Interessenza di terzi		(1)
190			Totale prezzo di vendita	191	
			a dedurre:		
(23)	(2)		Disponibilità liquide ed equivalenti	(23)	(2)
167	(2)		Flusso di cassa dei disinvestimenti	168	(2)

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
2.026	2.437	2.710	33,8	Exploration & Production	6.745	7.165	6,2
	27	1		- acquisto di riserve proved e unproved	757	28	(96,3)
196	468	621	..	- ricerca esplorativa	685	1.447	..
1.810	1.921	2.059	13,8	- sviluppo	5.242	5.627	7,3
20	21	29	45,0	- altro	61	63	3,3
50	53	43	(14,0)	Gas & Power	118	128	8,5
49	47	42	(14,3)	- mercato	112	120	7,1
1	6	1		- trasporto internazionale	6	8	33,3
191	166	192	0,5	Refining & Marketing	507	482	(4,9)
137	126	133	(2,9)	- raffinazione, supply e logistica	386	361	(6,5)
53	33	49	(7,5)	- marketing	114	96	(15,8)
1	7	10	..	- altre attività	7	25	..
49	37	35	(28,6)	Chimica	164	101	(38,4)
254	231	229	(9,8)	Ingegneria & Costruzioni	805	775	(3,7)
9	3	2	(77,8)	Altre attività	12	10	(16,7)
18	31	29	61,1	Corporate e società finanziarie	80	83	3,8
(29)	57	(16)		Elisioni di consolidamento	95	127	
2.568	3.015	3.224	25,5		8.526	8.871	4,0

Nei nove mesi 2012, gli investimenti tecnici delle continuing operations di €8.871 milioni (€8.526 milioni nei nove mesi 2011) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakhstan, Italia, Angola ed Egitto, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Egitto e Stati Uniti;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€775 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€361 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€96 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€73 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012	Var. % III trim. 12 vs 11		Nove mesi		
					2011	2012	Var. %
232	197	194	(16,4)	Italia	594	551	(7,2)
426	501	556	30,5	Resto d'Europa	1.125	1.523	35,4
318	340	310	(2,5)	Africa Settentrionale	1.156	922	(20,2)
470	774	896	90,6	Africa Sub-Sahariana	2.072	2.243	8,3
210	177	175	(16,7)	Kazakhstan	682	516	(24,3)
150	207	291	94,0	Resto dell'Asia	381	602	58,0
213	235	246	15,5	America	642	754	17,4
7	6	42	..	Australia e Oceania	93	54	(41,9)
2.026	2.437	2.710	33,8		6.745	7.165	6,2

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
1.473	1.656	1.718	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b) (c)}	(migliaia di boe/giorno)	1.548 1.686
193	187	187	Italia		184 188
203	173	162	Resto d'Europa		216 180
367	573	593	Africa Settentrionale		418 578
364	333	387	Africa Sub-Sahariana		365 352
96	106	90	Kazakhstan		106 102
103	128	128	Resto dell'Asia		109 123
121	120	135	America		125 125
26	36	36	Australia e Oceania		25 38
1.473	1.647	1.709	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.548 1.677
130,0	144,6	150,5	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	404,8 444,3
130,0	143,9	149,8	Produzione venduta al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas ^(a)		404,8 442,1

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
793	856	891	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	828 871
70	63	61	Italia		63 63
114	92	85	Resto d'Europa		120 96
177	260	275	Africa Settentrionale		201 264
272	244	265	Africa Sub-Sahariana		274 251
60	64	56	Kazakhstan		65 62
28	43	45	Resto dell'Asia		32 41
64	69	87	America		65 74
8	21	17	Australia e Oceania		8 20

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi	
				2011	2012
107	124	129	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	113 127
19	19	20	Italia		19 19
14	13	12	Resto d'Europa		15 13
30	49	49	Africa Settentrionale		34 49
14	13	19	Africa Sub-Sahariana		14 16
6	7	5	Kazakhstan		6 6
12	13	13	Resto dell'Asia		12 13
9	8	8	America		10 8
3	2	3	Australia e Oceania		3 3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (12,2 e 9,2 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2012 e 2011, rispettivamente, e 10,5 e 9 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2012 e 2011, rispettivamente e 9,6 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2012).

(c) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 7.

Chimica

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi 2011 2012	
			Vendite	(€ milioni)	
731	777	823	Intermedi	2.401	2.333
825	769	791	Polimeri	2.604	2.420
48	52	30	Altri ricavi	143	132
1.604	1.598	1.644		5.148	4.885
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
968	1.099	1.013	Intermedi	3.175	3.093
532	525	471	Polimeri	1.672	1.505
1.500	1.624	1.484		4.847	4.598

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2011	II trim. 2012	III trim. 2012		Nove mesi 2011 2012	
			Ordini acquisiti		
1.074	1.623	1.432	Engineering & Construction Offshore	4.336	5.661
1.280	1.141	1.040	Engineering & Construction Onshore	3.357	2.456
296	257	126	Perforazioni mare	645	531
121	166	239	Perforazioni terra	439	492
2.771	3.187	2.837		8.777	9.140

(€ milioni)

Portafoglio ordini	31 dic. 2011	30 sett. 2012
	20.417	18.911