



## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL SECONDO TRIMESTRE E DEL PRIMO SEMESTRE 2009

San Donato Milanese, 31 luglio 2009 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre 2009 (non sottoposti a revisione contabile).

### *Highlight finanziari*

- **Utile netto *adjusted*: €0,90 miliardi nel trimestre (-60%); €2,66 miliardi nel semestre (-49,8%)**
- **Utile netto: €0,83 miliardi nel trimestre (-75,8%); €2,74 miliardi nel semestre (-59,5%)**
- **Cash flow: €2,18 miliardi nel trimestre (€7,62 miliardi nel semestre)**
- **Proposta di acconto di dividendo di €0,50 per azione**

### *Highlight operativi*

- **Produzione di idrocarburi nel trimestre: -2,2% a 1,733 milioni di barili/giorno (-1,6% nel semestre)**
- **Vendite di gas: -7,7% a 20,46 miliardi di metri cubi (-0,5% nel semestre)**
- **Nuovi sviluppi del portafoglio E&P principalmente in Africa e Nord America**
- **Consolidata la *partnership* con Gazprom attraverso tre fondamentali accordi strategici**
- **Conclusa l'acquisizione Distrigas che rafforza la *leadership* Eni nel mercato europeo del gas**
- **Avviata la *dismissione* di *asset* minerari marginali in linea con la strategia annunciata**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*"Nel primo semestre abbiamo rafforzato la nostra posizione nelle aree strategiche e conseguito risultati positivi in uno scenario caratterizzato dalla caduta dei prezzi e della domanda dei prodotti petroliferi. Il nostro portafoglio di business ha confermato la sua solidità grazie in particolare alla buona performance operativa della divisione Gas & Power. In linea con le nostre aspettative per il 2009 e oltre abbiamo scelto un approccio prudente. È per questo che abbiamo deciso di proporre un acconto dividendo di €0,50 per azione, che riteniamo adeguato all'attuale contesto."*

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha anche approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009 pubblicata contestualmente al presente comunicato. Sono ancora in corso le verifiche della Società di revisione sui conti semestrali consolidati come previsto dalle leggi italiane in materia. L'esito dell'attività di revisione sarà comunicato al mercato entro la prima metà del mese di agosto.

## Highlight finanziari

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2008	2009	
5.793	3.967	2.405	(58,5)	Utile operativo		11.970	6.372	(46,8)
5.575	3.754	2.549	(54,3)	Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup>		11.471	6.303	(45,1)
<b>3.437</b>	<b>1.904</b>	<b>832</b>	(75,8)	<b>Utile netto</b> <sup>(b)</sup>		<b>6.758</b>	<b>2.736</b>	<b>(59,5)</b>
0,94	0,53	0,23	(75,5)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,85	0,76	(58,9)
2,94	1,38	0,63	(78,6)	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>		5,66	2,02	(64,3)
<b>2.255</b>	<b>1.759</b>	<b>902</b>	(60,0)	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b> <sup>(a)(b)</sup>		<b>5.296</b>	<b>2.661</b>	<b>(49,8)</b>
0,62	0,49	0,25	(59,7)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,45	0,73	(49,7)
1,94	1,28	0,68	(64,9)	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>		4,44	1,94	(56,3)

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 25.

(b) Utile di competenza Eni.

(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*

L'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2009 di €2,55 miliardi è diminuito del 54,3% rispetto al secondo trimestre 2008. Nel primo semestre utile operativo di €6,30 miliardi (-45,1% rispetto al primo semestre 2008). La flessione è dovuta principalmente al peggioramento della *performance* operativa del settore Exploration & Production a causa della caduta del prezzo del petrolio e del gas, nonché dei margini di raffinazione nel *downstream* petrolifero. In miglioramento il risultato dei settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni.

### Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2009 di €0,90 miliardi è diminuito del 60%. Nel primo semestre utile netto di €2,66 miliardi in calo del 49,8%. Tali risultati riflettono il peggioramento della *performance* operativa e il minore contributo delle partecipazioni valutate a *equity*, parzialmente compensati dalla riduzione del *tax rate adjusted* (1,1 punti percentuali in meno nel trimestre; 0,4 punti percentuali in meno nel semestre).

### Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3.697 milioni nel trimestre (€6.844 milioni nel semestre) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem e delle infrastrutture di trasporto del gas.

### Cash flow

Nel trimestre i principali flussi di cassa positivi sono stati originati dalla gestione per €2.178 milioni, dall'esercizio dell'opzione di acquisto del 20% di Gazprom Neft da parte di Gazprom con un incasso di €3.070 milioni, dalla sottoscrizione pro-quota dell'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas da parte del mercato per €1.542 milioni. Tali flussi hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3.697 milioni, al pagamento del saldo dividendo Eni per il 2008 (€2.355 milioni), nonché al completamento dell'acquisizione di Distrigas (€2.045 milioni), determinando rispetto al 31 marzo un incremento di €1.827 milioni dell'indebitamento finanziario netto<sup>1</sup>.

Nel semestre il flusso di cassa netto da attività di esercizio è stato di €7.621 milioni e unitamente ai disinvestimenti di €3.275 milioni e alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas da parte del mercato per €1.542 milioni ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €6.844 milioni, al pagamento del saldo del dividendo Eni per il 2008 (€2.355 milioni) e al completamento dell'acquisizione di Distrigas (€2.045 milioni). Al 30 giugno 2009 l'indebitamento finanziario netto ammonta a €18.355 milioni (€18.376 milioni a fine 2008).

(1) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 35.

### Indici di performance finanziaria

Il ROACE<sup>2</sup> calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2009 è del 13% (19,7% al 30 giugno 2008).

Il *leverage*<sup>2</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,38 al 31 dicembre 2008 allo 0,37 al 30 giugno 2009.

### Interim dividend 2009

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre e delle previsioni per l'intero 2009, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 10 settembre 2009 sarà di €0,50 per azione (€0,65 nel 2008) da mettere in pagamento a partire dal 24 settembre con stacco cedola 21 settembre 2009.

### Highlight operativi e di scenario

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I semestre		
						2008	2009	Var. %
1.772	1.779	1.733	(2,2)	<b>Produzione di idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	1.784	1.756	(1,6)
998	1.013	986	(1,2)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	1.005	1.000	(0,5)
126	125	121	(4,0)	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	123	(3,1)
<b>22,16</b>	<b>32,35</b>	<b>20,46</b>	<b>(7,7)</b>	<b>Vendite gas mondo</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>53,07</b>	<b>52,81</b>	<b>(0,5)</b>
1,48	1,49	1,46	(1,4)	- di cui: vendite E&P		3,32	2,95	(11,1)
7,21	7,78	7,57	5,0	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>15,37</b>	<b>15,35</b>	<b>(0,1)</b>
				<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b>	(milioni di tonnellate)	<b>5,85</b>	<b>5,86</b>	<b>0,2</b>
<b>3,00</b>	<b>2,79</b>	<b>3,07</b>	<b>2,3</b>					

### Exploration & Production

La produzione di idrocarburi del secondo trimestre 2009 è stata di 1,733 milioni di boe/giorno, in riduzione del 2,2% rispetto al secondo trimestre 2008. Nel primo semestre 2009 la produzione di 1,756 milioni di boe/giorno è in calo dell'1,6%. Tali riduzioni sono attribuibili all'impatto dei tagli OPEC (circa -30 mila boe/giorno), ai problemi legati alla situazione di sicurezza in Africa Occidentale, alla minore produzione di gas destinata al mercato europeo, nonché al declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita organica registrata in Angola, Congo, USA, Kazakistan e Venezuela, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA (circa 60 mila barili/giorno).

### Gas & Power

Vendite di gas mondo di 20,46 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2009, in riduzione del 7,7% rispetto al secondo trimestre 2008 e di 52,81 miliardi di metri cubi nel primo semestre 2009, con una riduzione dello 0,5% rispetto al 2008. Il calo delle vendite è attribuibile alla contrazione della domanda europea dovuta alla recessione economica. La flessione dei consumi è stata particolarmente severa nel mercato italiano (-3,71 miliardi di metri cubi nel trimestre) dove i principali settori di utilizzo del termoelettrico e dell'industriale hanno registrato cali rispettivamente del 45% e del 20% (45% e 21% nel semestre). Il contributo di Distrigas (+2,67 miliardi di metri cubi nel trimestre; +8,53 miliardi nel semestre) ha consentito di attenuare l'impatto della recessione.

### Prezzi medi di realizzo

Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è diminuito del 48,2% nel secondo trimestre 2008 e del 49,5% nel semestre per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent. I prezzi del gas sono diminuiti del 35,4% nel trimestre e del 16,9% nel semestre con una dinamica che riflette i *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*.

(2) 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. 37 e pag. 35, rispettivamente.

## Refining & Marketing

I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione nel secondo trimestre e nel semestre dovuta: (i) alla contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti dovuto essenzialmente alla riduzione dell'offerta OPEC che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione; (ii) agli aumenti repentini del costo della carica non guidati da una ripresa dei fondamentali che quindi il settore non è stato in grado di trasferire sui prezzi finali; in particolare ha pesato la flessione del prezzo del gasolio. La *performance* del margine Eni è allineata a quella del margine di scenario (il margine Brent è diminuito del 55,1% nel secondo trimestre e del 24,6% nel semestre) in quanto la contrazione del differenziale greggi leggeri verso pesanti è stata compensata dall'apprezzamento delle rese Eni (maggiore peso dell'olio combustibile rispetto al margine di mercato).

## Cambio euro/dollaro USA

I risultati del trimestre e del semestre sono stati favoriti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-12,8% nel trimestre; -12,9% nel semestre).

## Sviluppi strategici

Nel semestre Eni ha realizzato importanti progressi del portafoglio in linea con le strategie di crescita nei settori Exploration & Production e Gas & Power. In particolare sono stati conseguiti accordi strategici nelle aree *core* di Russia, Africa e nel *business* europeo del gas.

### Russia

- In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello *scope of work* originario incrementando la capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni e Gazprom hanno confermato l'impegno nella prosecuzione dello sviluppo del progetto che, in caso di esito positivo dello studio di fattibilità in corso, realizzerà una nuova rotta di importazione del gas dalla Russia, contribuendo in maniera decisiva alla sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti di gas verso l'Europa.
- Il 15 maggio 2009 Eni ed Enel *partner* al 60-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergiya hanno firmato un accordo preliminare per la cessione a Gazprom della quota del 51% della *joint-venture* che possiede il 100% di tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Il contratto vincolante è stato firmato il 5 giugno. Il corrispettivo della cessione pari a circa \$1,5 miliardi (quota Eni \$900 milioni) sarà corrisposto da Gazprom in due *tranche*: la prima alla girata delle azioni prevista nel corso del terzo trimestre, data dalla quale decorreranno anche gli effetti economici della transazione; la seconda rata entro il primo trimestre 2010. Per effetto della cessione, la partecipazione posseduta da Eni in OOO SeverEnergiya sarà pari al 29,4% sulla cui base saranno calcolate le riserve certe di spettanza Eni del bilancio 2009. Le parti hanno inoltre concordato di produrre il primo gas entro giugno 2011 dal giacimento di Samburskoye e di raggiungere almeno 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione; e di definire entro 90 giorni dalla data del contratto di cessione, il piano per ottenere tutte le autorizzazioni, incluse le estensioni delle licenze da parte delle autorità competenti russe. Gli *amendement* per alcune licenze sono già stati autorizzati.
- Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il pagamento è stato effettuato il 24 aprile con un incasso per Eni di €3.070 milioni (\$4,06 miliardi al cambio del giorno, che diventano €3,16 miliardi o \$4,2 miliardi considerando i dividendi del 2008). Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* della società russa in liquidazione Yukos. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (\$3,7 miliardi), detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

## **Africa**

- Il 12 maggio 2009 Eni e il Ministero del Petrolio egiziano hanno firmato un accordo di cooperazione nello sviluppo degli idrocarburi. L'accordo sarà improntato al modello Eni di cooperazione con i Paesi in cui svolge la propria attività al fine di integrare il *business* tradizionale con attività volte al soddisfacimento del fabbisogno energetico dei Paesi produttori, nonché al raggiungimento di elevati *standard* di sviluppo socio-economico.
- Il 9 febbraio 2009 sono stati firmati tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol nell'ambito del *framework agreement* dell'agosto 2008, che prevedono: (i) lo studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) studi e ricerche di aree *onshore* per la valutazione di possibili iniziative nel settore *upstream*; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani nel campo energetico.

## **Business europeo del gas**

- Il 19 marzo 2009 è stata finalizzata l'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 in forza della procedura di *squeeze-out*, al perfezionamento della quale il titolo Distrigas è stato oggetto di *delisting* da Euronext di Brussels. Il controvalore complessivo di €2.045 milioni corrisponde al prezzo unitario per azione riconosciuto a Suez nell'ottobre 2008 per l'acquisizione della quota di controllo del 57,243%. Al 30 giugno 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, ad eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga.

## **Altri sviluppi: sviluppi gas in USA, dismissioni asset E&P, Pakistan e successi esplorativi/nuovi acreage.**

- Il 18 maggio 2009 Eni ha firmato un'alleanza strategica con Quicksilver Resources Inc., produttore indipendente di gas da argille (*gas shale*) negli USA. L'accordo prevede l'acquisizione di una quota del 27,5% nell'area "*Alliance*" nel Texas settentrionale dell'estensione di circa 53 chilometri quadrati, contenente riserve di *gas shale* a una profondità media di circa 2.300 metri. Quicksilver manterrà il 72,5% e l'*operatorship* dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è di \$280 milioni. L'operazione è stata finalizzata il 19 giugno, con efficacia aprile 2009. Nel 2009 la produzione netta di spettanza Eni proveniente dagli asset acquisiti è stimata in circa 4.000 boe/giorno, che cresceranno a circa 10.000 boe nel 2011.
- È stato avviato un piano per la dismissione di attività minerarie marginali, il cui completamento è atteso per la fine dell'anno.
- Il 18 marzo 2009 è stato firmato con il Governo del Pakistan un *Protocol for Cooperation* per lo sviluppo di progetti *upstream*, *midstream* e *downstream* nel Paese. Eni metterà a disposizione il proprio *know-how* e le innovative tecnologie sviluppate nel campo dello sviluppo di giacimenti di idrocarburi.
- Conseguiti nuovi successi esplorativi nel Golfo del Messico, Mare del Nord e nell'*offshore* indonesiano.
- Aggiudicata l'*operatorship* e la partecipazione del 40% nelle licenze PL 533 e PL 529, nonché la partecipazione del 30% nella licenza PL 532 (operatore StatoilHydro) nel Mare di Barents.

## **Riorganizzazione Business regolati del gas in Italia**

- Il 30 giugno 2009 è stata perfezionata la vendita del 100% di Italgas SpA e di Stocaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni nel febbraio 2009, per il corrispettivo di €4.509 milioni (rispettivamente €2.922 milioni e €1.587 milioni). L'operazione è stata finanziata da Snam Rete Gas attraverso un aumento di capitale di €3,5 miliardi sottoscritto interamente dagli azionisti e da Eni ciascuno per la quota di competenza e assunzione di debito per la parte restante. Gli effetti sul bilancio consolidato Eni sono i seguenti: (i) al 30 giugno 2009 la posizione finanziaria netta e il patrimonio netto complessivo registrano una variazione positiva di €1,54 miliardi dovuta alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) a partire dal terzo trimestre, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi.

## Evoluzione prevedibile della gestione

In considerazione della fase di recessione economica in atto, lo scenario Eni 2009 assume un prezzo del Brent su base annua di circa 48 dollari/barile e la flessione della domanda europea di gas e di carburanti. In tale contesto, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2009 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è confermata in crescita rispetto al 2008 (1,797 milioni di boe/giorno nel 2008). Così come anticipato nell'*outlook* della prima trimestrale, è previsto un tasso di incremento del 2%, al netto dei tagli OPEC, che tiene conto della riduzione della domanda europea di gas, dell'impatto di eventi di forza maggiore in alcune aree, in particolare in Africa Occidentale, e del posticipo di alcune attività per beneficiare dell'attesa riduzione dei costi. La crescita sarà sostenuta dal contributo dei nuovi avvisi e di regimazioni in particolare in Congo e Stati Uniti;
- **volumi venduti di gas nel mondo:** sono previsti su di un livello in linea con il 2008 (104,23 miliardi di metri cubi nel 2008) quindi con un tasso di crescita inferiore rispetto alle previsioni di piano a causa dell'impatto della recessione economica rivelatosi più severo di quanto inizialmente anticipato. Le vendite sono sostenute dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas e dalle azioni commerciali volte a incrementare la quota di mercato nelle principali aree di consumo nel resto d'Europa;
- **lavorazioni in conto proprio:** in leggero aumento rispetto al 2008 (35,84 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* di alcuni impianti;
- **vendite di prodotti petroliferi rete** in Italia e resto d'Europa: in flessione rispetto al 2008 (12,03 milioni di tonnellate nel 2008 esclusi i volumi delle attività rete nella Penisola Iberica cedute a Galp) per effetto del calo dei consumi nei principali mercati europei, compensato dai risultati positivi in termini di quota e di volumi venduti in Italia, per effetto delle campagne di *marketing* e delle politiche di *pricing*.

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici in leggera riduzione rispetto al 2008 (€14,56 miliardi nel 2008) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale.

Il *management* ha adottato le azioni gestionali e di portafoglio necessarie per assicurare un livello di *leverage* che, anche se temporaneamente superiore a quello di fine 2008 (0,38), sia adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

## Altre informazioni

Nella seconda parte dell'esercizio alcuni procedimenti legali potrebbero avere sviluppi negativi potenzialmente tali da comportare sul risultato economico impatti significativi allo stato non ritenuti probabili o oggettivamente determinabili. I procedimenti legali cui si fa riferimento sono puntualmente descritti nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi" della relazione finanziaria semestrale pubblicata contestualmente al presente comunicato.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le *best practices* di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2009. I risultati del semestre unitamente ai principali *trend* di *business* rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni e pubblicata contestualmente al presente comunicato. La relazione finanziaria è stata trasmessa al Collegio Sindacale Eni e alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. Gli esiti dell'attività del Collegio Sindacale e delle verifiche di revisione saranno comunicati al mercato entro la prima metà del mese di agosto.

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

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 giugno 2009 sono invariati rispetto a quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2008, per la cui descrizione si fa rinvio. A partire dal gennaio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Coerentemente i periodi di confronto sono stati rideterminati. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2009 e al secondo trimestre e primo semestre 2008.

Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2009, al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale. 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. 15-bis del TUF che l'informativa contabile contenuta 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 e acquisto di azioni proprie, 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 primo semestre non possono essere estrapolati su base annuale.*

#### **Contatti societari**

**Casella e-mail:** [segreteria societaria.azionisti@eni.it](mailto:segreteria societaria.azionisti@eni.it)

#### **Investor Relations**

**Casella e-mail:** [investor.relations@eni.it](mailto:investor.relations@eni.it)

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

#### **Ufficio Stampa Eni**

**Casella e-mail:** [ufficiostampa@eni.it](mailto:ufficiostampa@eni.it)

**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 al 30 giugno 2009 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [www.eni.it](http://www.eni.it).*

## Sintesi dei risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2009

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
<b>27.096</b>	<b>23.741</b>	<b>18.267</b>	<b>(32,6)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>55.388</b>	<b>42.008</b>	<b>(24,2)</b>
<b>5.793</b>	<b>3.967</b>	<b>2.405</b>	<b>(58,5)</b>	<b>Utile operativo <sup>(a)</sup></b>	<b>11.970</b>	<b>6.372</b>	<b>(46,8)</b>
(756)	125	(190)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.078)	(65)	
538	(338)	334		Esclusione <i>special item</i>	579	(4)	
<b>5.575</b>	<b>3.754</b>	<b>2.549</b>	<b>(54,3)</b>	<b>Utile operativo adjusted <sup>(a)</sup></b>	<b>11.471</b>	<b>6.303</b>	<b>(45,1)</b>
<b>3.437</b>	<b>1.904</b>	<b>832</b>	<b>(75,8)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>6.758</b>	<b>2.736</b>	<b>(59,5)</b>
(542)	91	(143)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(783)	(52)	
(640)	(236)	213		Esclusione <i>special item</i>	(679)	(23)	
<b>2.255</b>	<b>1.759</b>	<b>902</b>	<b>(60,0)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>	<b>5.296</b>	<b>2.661</b>	<b>(49,8)</b>
195	206	208	6,7	Utile netto adjusted di terzi azionisti	367	414	12,8
<b>2.450</b>	<b>1.965</b>	<b>1.110</b>	<b>(54,7)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>5.663</b>	<b>3.075</b>	<b>(45,7)</b>
				Dettaglio per settore di attività <sup>(b)</sup>			
2.035	908	1.008	(50,5)	Exploration & Production	4.073	1.916	(53,0)
399	988	497	24,6	Gas & Power	1.659	1.485	(10,5)
71	68	(99)	..	Refining & Marketing	124	(31)	..
(97)	(95)	(114)	(17,5)	Petrolchimica	(162)	(209)	(29,0)
203	223	226	11,3	Ingegneria & Costruzioni	368	449	22,0
(68)	(25)	(75)	(10,3)	Altre attività	(114)	(100)	12,3
(17)	(174)	(292)	..	Corporate e società finanziarie	(139)	(466)	..
(76)	72	(41)		Effetto eliminazione utili interni <sup>(c)</sup>	(146)	31	
				<b>Utile netto di competenza Eni</b>			
0,94	0,53	0,23	(75,5)	per azione (€)	1,85	0,76	(58,9)
2,94	1,38	0,63	(78,6)	per ADR (\$)	5,66	2,02	(64,3)
				<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>			
0,62	0,49	0,25	(59,7)	per azione (€)	1,45	0,73	(49,7)
1,94	1,28	0,68	(64,9)	per ADR (\$)	4,44	1,94	(56,3)
<b>3.645,1</b>	<b>3.622,4</b>	<b>3.622,4</b>	<b>(0,6)</b>	<b>Numero medio ponderato delle azioni in circolazione <sup>(d)</sup></b>	<b>3.649,1</b>	<b>3.622,4</b>	<b>(0,7)</b>
<b>5.191</b>	<b>5.443</b>	<b>2.178</b>	<b>(58,0)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>9.950</b>	<b>7.621</b>	<b>(23,4)</b>
<b>3.641</b>	<b>3.147</b>	<b>3.697</b>	<b>1,5</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>6.759</b>	<b>6.844</b>	<b>1,3</b>

(a) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati dei periodi di confronto.

(b) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag. 25.

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

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

## Principali indicatori di mercato

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
121,38	44,40	<b>58,79</b>	(51,6)	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(a)</sup>	109,14	<b>51,60</b>	(52,7)
1,562	1,302	<b>1,362</b>	(12,8)	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,530	<b>1,332</b>	(12,9)
77,71	34,10	<b>43,16</b>	(44,5)	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	71,33	<b>38,74</b>	(45,7)
8,04	5,34	<b>3,61</b>	(55,1)	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	5,93	<b>4,47</b>	(24,6)
11,25	6,28	3,90	(65,3)	Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	8,64	<b>5,09</b>	(41,1)
5,15	4,10	<b>2,65</b>	(48,5)	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,88	<b>3,36</b>	(13,4)
4,9	2,0	<b>1,3</b>	(73,5)	Euribor - a tre mesi (%)	4,7	<b>1,7</b>	(63,8)
2,8	1,2	<b>0,9</b>	(67,9)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,0	<b>1,0</b>	(66,7)

(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.

## Risultati di gruppo

### Utile netto

L'utile netto di competenza Eni del secondo trimestre 2009 di €832 milioni è diminuito di €2.605 milioni rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 75,8%. Nel primo semestre l'utile netto è stato di €2.736 milioni, in riduzione di €4.022 milioni rispetto al semestre 2008, pari al 59,5%. La flessione riflette principalmente il peggioramento della *performance* operativa (-€3.388 milioni, pari al 58,5% nel secondo trimestre e -€5.598 milioni pari al 46,8% nel semestre) registrato in particolare nel settore Exploration & Production a causa del calo del prezzo del petrolio e del gas. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 40,5% al 57,2% nel secondo trimestre (dal 43,1% al 51,6% nel primo semestre) dovuto in particolare all'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia ed all'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per €71 milioni nel trimestre (€142 milioni nel semestre), nonché alla circostanza che nel 2008 vennero rilevati proventi d'imposta per un miliardo di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

### Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* di €902 milioni è diminuito di €1.353 milioni rispetto al secondo trimestre 2008 (-60%). Nel primo semestre l'utile netto *adjusted* è stato di €2.661 milioni, in calo del 49,8% (-€2.635 milioni rispetto al primo semestre 2008). L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €143 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €213 milioni, con un effetto complessivo di +€70 milioni. Nel semestre l'utile netto *adjusted* esclude l'utile di magazzino di €52 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €23 milioni, con un effetto complessivo di -€75 milioni.

Gli *special item* si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di *asset* minerari nel settore Exploration & Production, di impianti petrolchimici e del *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing, nonché ad accantonamenti per rischi e ambientali. Tali oneri sono stati parzialmente compensati dai proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati non di copertura su *commodity*, nonché, nel primo semestre, dalle plusvalenze sulla cessione di proprietà *oil&gas* al *partner* Suez.

### Risultati per settore

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata principalmente dal minor utile netto *adjusted* conseguito nelle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing.

### Exploration & Production

I risultati conseguiti dalla divisione Exploration & Production (-€1.027 milioni; -50,5% nel secondo trimestre; -€2.157 milioni; -53% nel semestre) riflettono il peggioramento della *performance* operativa (-€2.898 milioni, pari al 58,4% nel secondo trimestre; -€5.015 milioni, pari al 54,2% nel semestre) dovuto principalmente alla riduzione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-48,2% e -35,4% rispettivamente nel secondo trimestre; -49,5% e -16,9% rispettivamente nel semestre) e alla minore produzione venduta (-2,7 milioni di boe pari all'1,7% nel secondo trimestre e -5,5 milioni di boe pari all'1,8% nel semestre). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-12,8% nel secondo trimestre e -12,9% nel semestre).

### Refining & Marketing

La divisione Refining & Marketing chiude il trimestre con una perdita operativa *adjusted* di €106 milioni con un peggioramento di €203 milioni rispetto al secondo trimestre 2008. Nel primo semestre la perdita operativa *adjusted* è pari a €51 milioni, con un peggioramento di €160 milioni rispetto al primo semestre 2008. Tali riduzioni riflettono la rilevante flessione del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario. Questo fattore negativo è stato parzialmente compensato dall'incremento di risultato delle attività commerciali Italia. L'utile netto *adjusted* del settore è diminuito di €170 milioni e €155 milioni rispettivamente nel secondo trimestre e nel primo semestre.

### **Gas & Power**

Nel secondo trimestre la divisione Gas & Power ha conseguito un incremento dell'utile netto *adjusted* (+€98 milioni; +24,6%) per effetto della positiva *performance* operativa (+€61 milioni, pari al 9,7%) che riflette l'effetto scenario positivo in funzione dell'andamento del cambio euro/dollaro e dei parametri energetici, nonché la circostanza che nel trimestre 2008 vennero rilevati oneri relativi in particolare alle contestazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'applicazione del regime tariffario agevolato CIP 6 per le produzioni di energia elettrica, parzialmente assorbiti dal calo dei volumi in particolare sul mercato Italia. In aumento anche i risultati dei *Business* regolati Italia grazie al positivo contributo della Distribuzione. In flessione il Trasporto internazionale e il contributo delle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Nel primo semestre, il risultato del settore (-€174 milioni; -10,5%) riflette l'effetto della flessione dell'utile operativo (-€242 milioni, pari al 10,5%) dovuta principalmente al peggioramento dell'attività Mercato che ha risentito del calo della domanda di gas ed energia elettrica, in particolare in Italia. Alla flessione contribuisce per €117 milioni l'effetto del regolamento di derivati su *commodity*, non considerati di copertura, relativi a future vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, i principi contabili non ne consentono il rinvio al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stato elaborato quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (vedi pg. 20) che rimane sostanzialmente costante rispetto al periodo di confronto. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'andamento positivo dello scenario in particolare per i parametri energetici. In flessione anche i risultati conseguiti dai *Business* regolati Italia, dal Trasporto Internazionale e dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

### **Ingegneria & Costruzioni**

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito un miglioramento dell'utile netto *adjusted* (+€23 milioni; +11,3% nel secondo trimestre; +€81 milioni; +22% nel primo semestre) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€44 milioni nel secondo trimestre; +€102 milioni nel primo semestre) per effetto dell'elevato numero di progetti *oil&gas* avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero.

### **Petrochimica**

Nel secondo trimestre, la Petrochimica registra un peggioramento della perdita netta di €17 milioni (da €97 milioni a €114 milioni). Nel semestre la perdita netta di €209 milioni registra un peggioramento di €47 milioni. Tali riduzioni riflettono l'ulteriore indebolimento della *performance* operativa (invariata nel secondo trimestre; -€41 milioni nel primo semestre) connesso alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco dei prodotti con impatti negativi sia sui margini, sia sui volumi.

## Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31.12.2008	31.03.2009	30.06.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 31.03.2009
Capitale immobilizzato	74.461	78.179	77.871	3.410	(308)
Capitale di esercizio netto	(9.437)	(11.797)	(8.409)	1.028	3.388
Partecipazioni di circolante	2.741	3.034		(2.741)	(3.034)
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(950)	(966)	(19)	(16)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	68	68	68		
<b>Capitale investito netto</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>68.564</b>	<b>1.678</b>	<b>30</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	48.510	52.006	50.209	1.699	(1.797)
Indebitamento finanziario netto	18.376	16.528	18.355	(21)	1.827
<b>Coperture</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>68.564</b>	<b>1.678</b>	<b>30</b>

Il **capitale immobilizzato** (€77.871 milioni) è aumentato di €3.410 milioni rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici del semestre (€6.844 milioni) e del *goodwill* residuale rilevato in connessione alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze di Distrigas (€903 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€4.588 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€8.409 milioni) è aumentato di €1.028 milioni per l'effetto incrementativo connesso all'eliminazione della *put option* riconosciuta a Publigaz rilevata nel bilancio 2008 nelle altre passività di esercizio (+€1.495 milioni) a seguito dell'adesione all'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas, nonché della riduzione dei debiti tributari e fondo imposte dovuta ai versamenti effettuati a giugno dalle controllate italiane al netto dello stanziamento delle imposte sul reddito del periodo. In riduzione le rimanenze di idrocarburi e il circolante commerciale.

La voce **Partecipazioni** di circolante si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft (€2.741 milioni) per effetto dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom.

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (€50.209 milioni) è aumentato di €1.699 milioni. Tale incremento riflette: (i) l'utile di periodo (€3.150 milioni); (ii) l'effetto netto della finalizzazione dell'OPA sugli azionisti di minoranza di Distrigas che ha determinato l'incremento di patrimonio connesso alla cancellazione della *put option* riconosciuta a Publigaz SCRL (+€1.495 milioni); (iii) l'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas sottoscritto dagli azionisti di minoranza per l'importo di €1.542 milioni. Tali effetti sono stati compensati: (i) dal pagamento del saldo dividendo da parte di Eni SpA (€2.355 milioni) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (€258 milioni in particolare da parte di Saipem e Snam Rete Gas); (ii) dall'eliminazione del patrimonio netto di competenza delle minoranze Distrigas (€1.146 milioni) compreso l'utile maturato fino alla data di adesione all'OPA obbligatoria; (iii) da altre variazioni negative (circa €700 milioni al netto dell'effetto fiscale) relative a differenze cambio e alla componente valutativa sospesa a patrimonio di certi *cash flow hedge*.

## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
<b>5.191</b>	<b>5.443</b>	<b>2.178</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>9.950</b>	<b>7.621</b>
(3.641)	(3.147)	(3.697)	Investimenti tecnici	(6.759)	(6.844)
(165)	(2.039)	(175)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.949)	(2.214)
145	182	3.093	Dismissioni	473	3.275
257	1.745	(2.258)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	581	(513)
<b>1.787</b>	<b>2.184</b>	<b>(859)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.296</b>	<b>1.325</b>
(2.739)		(2.355)	Dividendi e acquisto azioni proprie Eni	(2.930)	(2.355)
(220)	(2)	1.286	Dividendi a minoranze e altri movimenti di patrimonio	(228)	1.284
198	(334)	101	Differenze cambio e altre variazioni	624	(233)
<b>(974)</b>	<b>1.848</b>	<b>(1.827)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(238)</b>	<b>21</b>

I principali flussi positivi del semestre sono stati: (i) il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (€7.621 milioni); (ii) l'incasso derivante dall'esercizio dell'opzione di acquisto del 20% di Gazprom Neft da parte di Gazprom per €3.070 milioni di euro ai quali si aggiunge l'incasso del dividendo Gazprom Neft relativo all'esercizio 2008 per €91 milioni; (iii) la sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (€1.542 milioni); (iv) gli incassi dai disinvestimenti di *asset* non strategici principalmente nel settore Exploration & Production nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008 (€205 milioni). Tali flussi hanno coperto i fabbisogni di cassa del semestre connessi agli investimenti tecnici (€6.844 milioni), alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas compresa la procedura di *squeeze-out* per un importo di €2.045 milioni, nonché al pagamento del saldo dividendo 2008 (€2.355 milioni) agli azionisti Eni e i pagamenti di dividendi agli azionisti di minoranza in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (€258 milioni), determinando una riduzione di €21 milioni dell'indebitamento finanziario netto.

## Altre informazioni

Art.36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle recenti prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite o regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- (i) alla data del 30 giugno 2009 fra le controllate Eni rientrano nella previsione regolamentare 8 società, precisamente: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co. Inc., NAOC-Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd e Trans Tunisian Pipeline Co Ltd;
- (ii) sono state già adottate procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2009.

# Exploration & Production

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2008	2009	
<b>9.035</b>	<b>6.145</b>	<b>5.683</b>	<b>(37,1)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>17.721</b>	<b>11.828</b>	<b>(33,3)</b>
<b>4.774</b>	<b>2.374</b>	<b>1.778</b>	<b>(62,8)</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>9.043</b>	<b>4.152</b>	<b>(54,1)</b>
188	(201)	286		Esclusione <i>special item</i> :		209	85	
274		220		- svalutazioni di asset e altre attività		310	220	
	(163)	(4)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(167)	
1	2	3		- oneri per incentivazione all'esodo		2	5	
(86)	(40)	67		- componente valutativa dei derivati su commodity		(102)	27	
(1)				- altro		(1)		
<b>4.962</b>	<b>2.173</b>	<b>2.064</b>	<b>(58,4)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>9.252</b>	<b>4.237</b>	<b>(54,2)</b>
13	33	50		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		32	83	
151	(12)	125		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		263	113	
(3.091)	(1.286)	(1.231)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(5.474)	(2.517)	
60,3	58,6	55,0		Tax rate (%)		57,3	56,8	
<b>2.035</b>	<b>908</b>	<b>1.008</b>	<b>(50,5)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>4.073</b>	<b>1.916</b>	<b>(53,0)</b>
				I risultati includono:				
1.708	1.686	1.785	4,5	- ammortamenti e svalutazioni di asset		3.233	3.471	7,4
				di cui:				
492	478	442	(10,2)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.056	920	(12,9)
371	376	394	6,2	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		806	770	(4,5)
121	102	48	(60,3)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		250	150	(40,0)
<b>2.281</b>	<b>2.148</b>	<b>2.759</b>	<b>21,0</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>4.364</b>	<b>4.907</b>	<b>12,4</b>
				di cui:				
453	380	352	(22,3)	- ricerca esplorativa <sup>(c)</sup>		981	732	(25,4)
				<b>Produzioni<sup>(d)(e)</sup></b>				
998	1.013	986	(1,2)	Petrolio <sup>(f)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	1.005	1.000	(0,5)
126	125	121	(4,0)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	123	(3,1)
<b>1.772</b>	<b>1.779</b>	<b>1.733</b>	<b>(2,2)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.784</b>	<b>1.756</b>	<b>(1,6)</b>
				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
105,02	42,09	54,43	(48,2)	Petrolio <sup>(f)</sup>	(\$/bbl)	95,71	48,30	(49,5)
274,88	249,38	177,66	(35,4)	Gas naturale	(\$/kmc)	257,46	213,94	(16,9)
<b>80,32</b>	<b>41,46</b>	<b>44,20</b>	<b>(45,0)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	<b>73,11</b>	<b>42,83</b>	<b>(41,4)</b>
				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
121,38	44,40	58,79	(51,6)	Brent dated	(\$/bbl)	109,14	51,60	(52,7)
77,71	34,10	43,16	(44,5)	Brent dated	(€/bbl)	71,33	38,74	(45,7)
123,98	42,97	59,54	(52,0)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	110,96	51,26	(53,8)
<b>401,88</b>	<b>161,39</b>	<b>131,02</b>	<b>(67,4)</b>	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	<b>353,50</b>	<b>146,20</b>	<b>(58,6)</b>

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli *special item*.

(c) Include *bonus* esplorativi.

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

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

(f) Include i condensati.

## Risultati

Nel secondo trimestre 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.064 milioni con una diminuzione di €2.898 milioni rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 58,4%, per effetto della flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-48,2% e -35,4%, rispettivamente) nonché della minore produzione venduta (-2,7 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €300 milioni).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €286 milioni che riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* nel Golfo del Messico, Nigeria ed Egitto in funzione essenzialmente dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato delle *commodity*, nonché la perdita associata alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €1.008 milioni è diminuito di €1.027 milioni rispetto al secondo trimestre 2008 per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dei minori proventi su partecipazioni, in parte compensato dalla riduzione del *tax rate adjusted* dal 60,3% al 55%.

Nel primo semestre 2009 l'utile operativo *adjusted* di €4.237 milioni è diminuito di €5.015 milioni rispetto al semestre 2008, pari al 54,2%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-49,5% e -16,9% rispettivamente), della minore produzione venduta (-5,5 milioni di boe), nonché dei maggiori ammortamenti legati alle attività di sviluppo. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €600 milioni).

L'utile netto *adjusted* del settore Exploration & Production di €1.916 milioni è diminuito di €2.157 milioni (-53%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dei minori proventi su partecipazioni.

Gli *special item* del primo semestre 2009 di €85 milioni di oneri netti riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* nel Golfo del Messico, Nigeria ed Egitto, plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez nonché la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

## Andamento operativo

La produzione di idrocarburi del **secondo trimestre 2009** (1.733 mila boe/giorno) è diminuita di 39 mila boe/giorno rispetto al secondo trimestre 2008 (-2,2%) per effetto dei tagli produttivi OPEC (circa -30 mila boe/giorno), dell'impatto di fermate di impianti per problemi di sicurezza in Africa Occidentale, della minore produzione di gas destinata al mercato europeo, nonché del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita registrata in Angola, Congo e Venezuela, dalla migliore *performance* in Kazakhstan, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA (circa +60 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (88% nel secondo trimestre 2008).

La produzione di petrolio (986 mila barili/giorno) è diminuita di 12 mila barili/giorno, pari all'1,2%. Il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, è stato parzialmente assorbito dagli aumenti registrati in Angola, per l'entrata a regime dei giacimenti Saxe-Batuque (20%), in Congo, per la crescita del progetto Ikalou (100%) e Awa Paloukou (90%) e in Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (26%), la migliore *performance* in Kazakhstan, nonché dall'effetto prezzo positivo.

La produzione di gas naturale (121 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4%. Le principali riduzioni hanno riguardato Libia, Italia e Nigeria. I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, a seguito dei problemi tecnici verificatesi nello stesso periodo del 2008, in Kazakhstan, e in Congo, per l'avvio del progetto gas su M'Boundi (83%).

La produzione di idrocarburi del **primo semestre 2009** (1.756 mila boe/giorno) è diminuita di 28 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2008 (-1,6%) per effetto essenzialmente dei tagli produttivi OPEC (circa -30 mila boe/giorno), dei problemi di sicurezza in Nigeria, della minore produzione di gas destinata al mercato europeo, nonché del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita organica/avvii in Angola, Congo, Golfo del Messico, Egitto e Venezuela, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA (circa +60 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel primo semestre 2008).

La produzione di petrolio (pari a un milione di barili/giorno) è diminuita di 5 mila barili/giorno, pari allo 0,5%. Il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, è stato parzialmente assorbito dalla crescita organica registrata in Angola, Congo e Venezuela, nonché dall'effetto prezzo positivo.

La produzione di gas naturale (123 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,1%. Le principali riduzioni registrate in Italia, Nigeria e Libia sono state parzialmente compensate dagli aumenti registrati principalmente nel Golfo del Messico e in Congo.

**I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi** del trimestre sono diminuiti in media del 45% (41,4% nel semestre) per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (il *marker* Brent è diminuito del 51,6% nel trimestre; del 52,7% nel semestre). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato incrementato di 0,13 \$/barile nel trimestre e di 0,79 \$/barile nel semestre per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 10,5 e 21 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nel semestre. Tali volumi sono parte di una transazione posta in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe che residuano in 58,7 milioni di boe a fine giugno 2009. Tali strumenti derivati furono attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Senza questo effetto il prezzo medio di realizzo del petrolio sarebbe stato pari a 54,30 \$/barile e 47,51 \$/barile rispettivamente nel trimestre e nel semestre.

Il prezzo medio di realizzo del gas è diminuito del 35,4% (16,9% nel semestre) per effetto del *time-lag* di indicizzazione.

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
94,5	92,9	94,1	Volumi venduti (milioni di barili)	182,6	187,0
11,5	10,5	10,5	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "	23,0	21,0
112,03	40,63	54,30	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati (\$/barile)	101,41	47,51
(7,01)	1,46	0,13	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati	(5,70)	0,79
105,02	42,09	54,43	Prezzo medio di realizzo	95,71	48,30

## Gas & Power

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2008	2009	
<b>7.021</b>	<b>11.849</b>	<b>5.619</b>	<b>(20,0)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>16.971</b>	<b>17.468</b>	<b>2,9</b>
<b>690</b>	<b>1.253</b>	<b>863</b>	<b>25,1</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>2.425</b>	<b>2.116</b>	<b>(12,7)</b>
(61)	276	18		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(138)	294	
	(166)	(191)		Esclusione <i>special item</i> :		8	(357)	
14	2	15		- oneri ambientali		14	17	
		(5)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(5)	
4	3	5		- oneri per incentivazione all'esodo		7	8	
(16)	(171)	(206)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(11)	(377)	
(2)				- altro		(2)		
<b>629</b>	<b>1.363</b>	<b>690</b>	<b>9,7</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>2.295</b>	<b>2.053</b>	<b>(10,5)</b>
149	774	213	43,0	Mercato		1.106	987	(10,8)
349	469	390	11,7	Business regolati Italia <sup>(a)</sup>		933	859	(7,9)
131	120	87	(33,6)	Trasporto Internazionale		256	207	(19,1)
(3)	(6)	(6)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		(8)	(12)	
98	100	62		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		233	162	
(325)	(469)	(249)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(861)	(718)	
44,9	32,2	33,4		Tax rate (%)		34,2	32,6	
<b>399</b>	<b>988</b>	<b>497</b>	<b>24,6</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>1.659</b>	<b>1.485</b>	<b>(10,5)</b>
<b>519</b>	<b>390</b>	<b>361</b>	<b>(30,4)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>969</b>	<b>751</b>	<b>(22,5)</b>
				<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
<b>18,84</b>	<b>28,36</b>	<b>17,33</b>	<b>(8,0)</b>	<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>45,28</b>	<b>45,69</b>	<b>0,9</b>
11,61	13,21	7,90	(32,0)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		28,57	21,11	(26,1)
6,96	15,03	9,17	31,8	- Resto d'Europa		16,32	24,20	48,3
0,27	0,12	0,26	(3,7)	- Extra Europa		0,39	0,38	(2,6)
<b>1,84</b>	<b>2,50</b>	<b>1,67</b>	<b>(9,2)</b>	<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>4,47</b>	<b>4,17</b>	<b>(6,7)</b>
<b>20,68</b>	<b>30,86</b>	<b>19,00</b>	<b>(8,1)</b>	<b>Totale vendite e autoconsumi G&amp;P</b>		<b>49,75</b>	<b>49,86</b>	<b>0,2</b>
1,48	1,49	1,46	(1,4)	E&P in Europa e Golfo del Messico		3,32	2,95	(11,1)
<b>22,16</b>	<b>32,35</b>	<b>20,46</b>	<b>(7,7)</b>	<b>Totale vendite mondo</b>		<b>53,07</b>	<b>52,81</b>	<b>(0,5)</b>
				<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>45,38</b>	<b>38,10</b>	<b>(16,0)</b>
11,90	10,42	9,62	(19,2)	Per conto Eni		27,23	20,04	(26,4)
8,25	9,87	8,19	(0,7)	Per conto Terzi		18,15	18,06	(0,5)
<b>7,21</b>	<b>7,78</b>	<b>7,57</b>	<b>5,0</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>15,37</b>	<b>15,35</b>	<b>(0,1)</b>

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli *special item*.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2009** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €690 milioni con un incremento di €61 milioni rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 9,7%, per effetto essenzialmente del miglioramento del risultato dell'attività Mercato. A tale incremento contribuisce per €37 milioni l'effetto del regolamento di derivati su *commodity*, non considerati di copertura, relativo a future vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, i principi contabili non ne consentono il rinvio al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stato elaborato quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA proforma adjusted* (vedi pag. 20) che conferma il miglioramento rispetto al periodo di confronto.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €191 milioni di proventi netti si riferiscono principalmente alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (€206 milioni) dell'attività Mercato descritti al paragrafo precedente.

L'utile netto *adjusted* del **secondo trimestre 2009** di €497 milioni è aumentato di €98 milioni rispetto al secondo trimestre 2008 (+24,6%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa e della riduzione delle imposte sul reddito i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Nel **primo semestre 2009** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.053 milioni con una diminuzione di €242 milioni rispetto al semestre 2008, pari al 10,5%, per effetto essenzialmente del peggioramento dell'attività Mercato che ha risentito del calo della domanda di gas ed energia elettrica, in particolare in Italia. Alla flessione contribuisce per €117 milioni l'effetto del regolamento di derivati su *commodity*, non considerati di copertura, relativo a future vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, i principi contabili non ne consentono il rinvio al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stato elaborato quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (vedi pag. 20) che rimane sostanzialmente costante rispetto al periodo di confronto. In flessione anche i risultati conseguiti dai *Business* regolati Italia e dal Trasporto Internazionale.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €357 milioni di proventi netti si riferiscono principalmente alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (€377 milioni) dell'attività Mercato descritti al paragrafo precedente.

L'utile netto *adjusted* del **primo semestre 2009** di €1.485 milioni è diminuito di €174 milioni rispetto al semestre 2008 (-10,5%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dei minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto in parte compensati dalla riduzione delle imposte correnti.

## Andamento operativo

### Mercato

L'utile operativo *adjusted* del **secondo trimestre 2009** di €213 milioni è aumentato di €64 milioni rispetto al secondo trimestre 2008 per effetto essenzialmente:

- del miglioramento dei margini di vendita in funzione dell'andamento del cambio euro/dollaro e dei parametri energetici;
- della circostanza che nel secondo trimestre 2008 erano stati stanziati oneri relativi a esercizi precedenti dovuti in particolare alle contestazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'applicazione del regime tariffario agevolato CIP 6 per le produzioni di energia elettrica.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite di gas delle società consolidate (-8%) per l'impatto della recessione economica che ha riguardato in particolare il mercato Italia (-32%).

Inoltre il risultato è stato migliorato per €37 milioni dall'effetto del regolamento di derivati su *commodity* relativi a future vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, i principi contabili non ne consentono il rinvio al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stato elaborato quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (vedi pag. 20), che conferma il miglioramento rispetto al periodo di confronto.

L'utile operativo *adjusted* del **primo semestre 2009** di €987 milioni è diminuito di €119 milioni rispetto al semestre 2008 per effetto essenzialmente: (i) delle minori vendite di gas delle società consolidate in particolare sul mercato Italia (-26,1%), per l'impatto della recessione economica; (ii) delle perdite realizzate sugli strumenti derivati non di copertura su *commodity* di €117 milioni relativi a future vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, i principi contabili non ne consentono il rinvio al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stato elaborato quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (vedi pag. 20) che rimane sostanzialmente costante rispetto al periodo di confronto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'effetto scenario positivo per l'andamento dei parametri energetici e la circostanza che nel secondo trimestre 2008 vennero rilevati oneri relativi alle contestazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'applicazione del regime tariffario agevolato CIP 6 per le produzioni di energia elettrica.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
<b>11,61</b>	<b>13,21</b>	<b>7,90</b>	<b>(32,0)</b>	<b>ITALIA</b>	<b>28,60</b>	<b>21,11</b>	<b>(26,2)</b>
1,24	2,81	0,94	(24,2)	- Grossisti	4,45	3,75	(15,7)
1,02	0,41	0,24	(76,5)	- Gas release	2,12	0,65	(69,3)
0,37	0,10	0,29	(21,6)	- PSV e borsa	0,52	0,39	(25,0)
2,56	2,60	2,09	(18,4)	- Industriali	5,80	4,69	(19,1)
2,46	2,12	1,97	(19,9)	Industriali	5,21	4,09	(21,5)
0,10	0,48	0,12	20,0	PMI e terziario	0,59	0,60	1,7
4,27	2,65	2,35	(45,0)	- Termoelettrici	9,04	5,00	(44,7)
0,82	3,13	0,74	(9,8)	- Residenziali	3,72	3,87	4,0
1,33	1,51	1,25	(6,0)	- Autoconsumi	2,95	2,76	(6,4)
<b>10,55</b>	<b>19,14</b>	<b>12,56</b>	<b>19,1</b>	<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>24,47</b>	<b>31,70</b>	<b>29,5</b>
<b>8,45</b>	<b>17,18</b>	<b>10,65</b>	<b>26,0</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>20,01</b>	<b>27,83</b>	<b>39,1</b>
3,04	3,41	2,36	(22,4)	- Importatori in Italia	6,84	5,77	(15,6)
5,41	13,77	8,29	53,2	- Mercati europei	13,17	22,06	67,5
1,71	1,55	1,70	(0,6)	Penisola Iberica	3,63	3,25	(10,5)
1,01	1,73	0,95	(5,9)	Germania - Austria	2,65	2,68	1,1
	5,10	2,16	..	Belgio		7,26	..
0,35	1,29	0,17	(51,4)	Ungheria	1,59	1,46	(8,2)
0,79	0,97	1,01	27,8	Nord Europa	1,47	1,98	34,7
1,05	1,30	1,02	(2,9)	Turchia	2,64	2,32	(12,1)
0,45	1,34	1,02	..	Francia	1,03	2,36	..
0,05	0,49	0,26	..	altro	0,16	0,75	..
<b>0,62</b>	<b>0,47</b>	<b>0,45</b>	<b>(27,4)</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>1,14</b>	<b>0,92</b>	<b>(19,3)</b>
<b>1,48</b>	<b>1,49</b>	<b>1,46</b>	<b>(1,4)</b>	<b>E&amp;P in Europa e Golfo del Messico</b>	<b>3,32</b>	<b>2,95</b>	<b>(11,1)</b>
<b>22,16</b>	<b>32,35</b>	<b>20,46</b>	<b>(7,7)</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>53,07</b>	<b>52,81</b>	<b>(0,5)</b>

Le vendite di gas naturale del secondo trimestre 2009 sono state di 20,46 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 1,70 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 7,7%, connessa al calo della domanda di gas in Europa per effetto della recessione economica, in particolare in Italia. Tale riduzione è stata parzialmente compensata dal contributo dell'acquisizione di Distrigas (+2,67 miliardi di metri cubi).

Le vendite in Italia sono state di 7,90 miliardi di metri cubi con un decremento di 3,71 miliardi di metri cubi, pari al 32%, dovuto al forte calo registrato nel settore termoelettrico (-1,92 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, nelle vendite ai settori industriale (-0,47 miliardi di metri cubi), per effetto della contrazione dell'attività produttiva, e grossisti (-0,30 miliardi di metri cubi). Sulla flessione del termoelettrico hanno inciso anche fattori contingenti legati al maggiore utilizzo delle fonti idroelettriche nella produzione di energia elettrica per la cospicua disponibilità idrica nei bacini. In lieve riduzione le vendite ai residenziali (-0,08 miliardi di metri cubi). Le vendite internazionali di 12,56 miliardi di metri cubi sono aumentate di 2,01 miliardi di metri cubi, pari al 19,1%, principalmente per il contributo di Distrigas (+2,67 miliardi di metri cubi). Crescite organiche dei volumi sono state registrate nei mercati di Francia (+0,27 miliardi di metri cubi) per le azioni commerciali in atto e l'ampliamento del portafoglio clienti e Nord Europa (+0,22 miliardi di metri cubi). I volumi sono diminuiti per i minori ritiri degli importatori in Italia (-0,68 miliardi di metri cubi) a causa della flessione dei consumi sul mercato nazionale e nei mercati di Ungheria (-0,18 miliardi di metri cubi) e Germania-Austria (-0,10 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale del primo semestre 2009 sono state di 52,81 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 0,26 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2008, pari allo 0,5%, dovuta al calo della domanda di gas in Europa per effetto della recessione economica. Tale riduzione è stata parzialmente compensata dal contributo dell'acquisizione di Distrigas (+8,53 miliardi di metri cubi).

Le vendite in Italia sono state di 21,11 miliardi di metri cubi con un decremento di 7,49 miliardi di metri cubi, pari al 26,2%, dovuto alla significativa riduzione registrata nei settori termoelettrico (-4,04 miliardi di metri cubi) e industriale (-1,12 miliardi di metri cubi) per effetto della recessione economica e del maggiore ricorso alla produzione idroelettrica, nonché, in misura minore, nelle vendite ai grossisti (-0,70 miliardi di metri cubi) a seguito anche della pressione competitiva. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai residenziali (+0,15 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre 2009 rispetto all'anno precedente.

Le vendite internazionali di 31,70 miliardi di metri cubi sono aumentate di 7,23 miliardi di metri cubi, pari al 29,5%, principalmente per il contributo di Distrigas. Altri aumenti organici sono stati registrati in Francia (+0,62 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+0,51 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-1,07 miliardi di metri cubi), nei mercati di Penisola Iberica (-0,38 miliardi di metri cubi) e Turchia (-0,32 miliardi di metri cubi), nonché nei volumi Exploration & Production (-0,37 miliardi di metri cubi, pari all'11,1%) in particolare in Europa.

Le **vendite di energia elettrica** (7,57 TWh nel secondo trimestre 2009) sono aumentate del 5% per la maggiore attività di commercializzazione che ha più che compensato le minori produzioni per effetto della contrazione della domanda. L'incremento ha riguardato principalmente le vendite sul mercato libero e in borsa.

Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2009 di 15,35 TWh sono sostanzialmente in linea con il corrispondente periodo del 2008.

#### *Business regolati Italia*

L'**utile operativo adjusted del secondo trimestre 2009** di €390 milioni è aumentato di €41 milioni rispetto al secondo trimestre 2008, pari all'11,7%, per effetto dell'incremento dell'attività Distribuzione che evidenzia un miglioramento (+€57 milioni) dovuto prevalentemente al nuovo impianto tariffario dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che riducendo l'incidenza della componente *commodity* ha di fatto de-stagionalizzato il profilo di risultato del *business*. Tale incremento è stato parzialmente compensato dall'attività Trasporto, penalizzata dai minori volumi per effetto della contrazione della domanda gas in Italia (-€26 milioni), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €42 milioni (€32 milioni nel secondo trimestre 2008).

L'**utile operativo adjusted del primo semestre 2009** di €859 milioni è diminuito di €74 milioni rispetto al semestre 2008, pari al 7,9%, per effetto della contrazione del risultato dell'attività Trasporto, penalizzata dai minori volumi a seguito della contrazione della domanda gas in Italia (-€58 milioni) e dell'attività Distribuzione (-€25 milioni) dovuto prevalentemente al citato nuovo impianto tariffario.

I risultati dell'attività di stoccaggio sono in lieve crescita rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (€126 milioni e €117 milioni rispettivamente nel primo semestre 2009 e 2008).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** (17,81 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2009 e 38,10 miliardi di metri cubi nel semestre 2009) sono diminuiti di 2,34 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2008, pari all'11,6% (-7,28 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2008) per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

Nell'ambito dell'**attività di stoccaggio** sono stati immessi in giacimento 4,3 miliardi di metri cubi (3,1 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2009) con un aumento di 1,2 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

#### *Trasporto internazionale*

L'**utile operativo adjusted del secondo trimestre 2009** di €87 milioni (€207 milioni nel semestre 2009) è diminuito di €44 milioni rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 33,6%, per effetto essenzialmente della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività della linea del gasdotto T MPC danneggiata a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

## Altre misure di performance

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

(€ milioni)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
806	1.720	821	1,9	<b>EBITDA proforma adjusted</b>	<b>2.583</b>	<b>2.541</b>	<b>(1,6)</b>
345	1.184	374	8,4	Mercato	1.534	1.558	1,6
1	175	(15)		di cui: +/- rettifica derivati commodity	(2)	160	
268	343	301	12,3	Business regolati Italia	680	644	(5,3)
193	193	146	(24,4)	Trasporto internazionale	369	339	(8,1)

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 proforma includendo il 100% dell'*EBITDA* delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,58% al 30 giugno 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,58%).

Ai soli fini della determinazione dell'*EBITDA* proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore 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* proforma *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

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2008	2009	
<b>13.281</b>	<b>6.386</b>	<b>7.735</b>	<b>(41,8)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup></b>		<b>24.240</b>	<b>14.121</b>	<b>(41,7)</b>
<b>561</b>	<b>240</b>	<b>47</b>	<b>(91,6)</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>776</b>	<b>287</b>	<b>(63,0)</b>
(609)	(209)	(258)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(816)	(467)	
145	24	105		Esclusione <i>special item</i> :		149	129	
	7	15		- oneri ambientali		6	22	
149	6	46		- svalutazioni		149	52	
	(1)	2		- plusvalenze nette su cessione di asset			1	
		15		- accantonamenti a fondo rischi			15	
4	5	3		- oneri per incentivazione all'esodo		6	8	
1	7	24		- componente valutativa dei derivati su commodity			31	
(9)				- altro		(12)		
<b>97</b>	<b>55</b>	<b>(106)</b>	<b>..</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>109</b>	<b>(51)</b>	<b>..</b>
2	35	4		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		64	39	
(28)	(22)	3		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(49)	(19)	
28,3	24,4	2,9		Tax rate (%)		28,3	..	
<b>71</b>	<b>68</b>	<b>(99)</b>	<b>..</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>124</b>	<b>(31)</b>	<b>..</b>
<b>201</b>	<b>85</b>	<b>132</b>	<b>(34,3)</b>	<b>Investimenti</b>		<b>350</b>	<b>217</b>	<b>(38,0)</b>
				<b>Margine di raffinazione</b>				
8,04	5,34	3,61	(55,1)	Brent	(\$/bbl)	5,93	4,47	(24,6)
5,15	4,10	2,65	(48,5)	Brent	(€/bbl)	3,88	3,36	(13,4)
11,25	6,28	3,90	(65,3)	Brent/Ural	(\$/bbl)	8,64	5,09	(41,1)
				<b>Lavorazioni e vendite</b>	(milioni di tonnellate)			
<b>6,34</b>	<b>5,72</b>	<b>5,91</b>	<b>(6,8)</b>	<b>Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute</b>		<b>12,69</b>	<b>11,63</b>	<b>(8,4)</b>
7,39	7,05	7,11	(3,8)	Lavorazioni in conto proprio in Italia		14,91	14,16	(5,0)
1,31	1,28	1,21	(7,6)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		2,74	2,49	(9,1)
<b>8,70</b>	<b>8,33</b>	<b>8,32</b>	<b>(4,4)</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero</b>		<b>17,65</b>	<b>16,65</b>	<b>(5,7)</b>
2,18	2,10	2,31	6,0	Rete Italia		4,24	4,41	4,0
0,82	0,69	0,76	(7,3)	Rete resto d'Europa		1,61	1,45	(9,9)
<b>3,00</b>	<b>2,79</b>	<b>3,07</b>	<b>2,3</b>	<b>Rete Europa</b>		<b>5,85</b>	<b>5,86</b>	<b>0,2</b>
2,80	2,41	2,25	(19,6)	Extrarrete Italia		5,36	4,66	(13,1)
1,02	0,91	0,85	(16,7)	Extrarrete resto d'Europa		1,92	1,76	(8,3)
<b>3,82</b>	<b>3,32</b>	<b>3,10</b>	<b>(18,8)</b>	<b>Extrarrete Europa</b>		<b>7,28</b>	<b>6,42</b>	<b>(11,8)</b>
0,14	0,09	0,12	(14,3)	Extrarrete altro estero		0,28	0,21	(25,0)
4,47	4,77	4,87	8,9	Altre vendite		9,11	9,64	5,8
<b>11,43</b>	<b>10,97</b>	<b>11,16</b>	<b>(2,4)</b>	<b>Totale vendite</b>		<b>22,52</b>	<b>22,13</b>	<b>(1,7)</b>
0,53			..	Penisola Iberica		1,04		..
<b>11,96</b>	<b>10,97</b>	<b>11,16</b>	<b>(6,7)</b>	<b>TOTALE</b>		<b>23,56</b>	<b>22,13</b>	<b>(6,1)</b>
				<b>Vendite per area geografica</b>				
6,72	6,18	6,72		Italia		14,31	12,90	(9,9)
2,37	1,60	1,61	(32,1)	Resto d'Europa		4,57	3,21	(29,8)
2,87	3,19	2,83	(1,4)	Altro estero		4,68	6,02	28,6

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono incorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli *special item*.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2009** il settore Refining & Marketing ha conseguito una perdita operativa *adjusted* di €106 milioni con un peggioramento di €203 milioni rispetto al secondo trimestre 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario. Le attività commerciali hanno registrato un miglioramento della *performance* operativa per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia dovuta alle azioni di marketing e alle politiche di *pricing* adottate, parzialmente compensati

dal calo dei volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa a struttura costante) per effetto della flessione della domanda di prodotti.

La perdita netta *adjusted* del secondo trimestre 2009 pari a €99 milioni rispetto all'utile di €71 milioni del trimestre 2008 risente del peggioramento della *performance* operativa parzialmente assorbito dalle minori imposte.

Nel **primo semestre 2009** il settore Refining & Marketing ha conseguito una perdita operativa *adjusted* di €51 milioni con un peggioramento di €160 milioni rispetto al semestre 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario. Le attività commerciali hanno registrato un miglioramento della *performance* operativa.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€105 milioni nel trimestre; €129 milioni nel semestre) riguardano principalmente svalutazioni di *goodwill* rilevati in connessione ad *asset* commerciali in Europa Centro-Orientale, degli investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi, nonché oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

La perdita netta *adjusted* del semestre 2009 di €31 milioni risente del peggioramento della *performance* operativa (-€160 milioni), nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto. Questi effetti sono stati compensati dalle minori imposte.

## Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 8,32 milioni di tonnellate con una riduzione del 4,4% rispetto al secondo trimestre 2008. In Italia la riduzione dei volumi (-3,8%) ha riguardato alcune raffinerie per l'ottimizzazione della lavorazione rispetto all'andamento della domanda di prodotti e per il prolungamento di alcune fermate programmate. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.

Escludendo l'impatto della cessione delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-0,53 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi del trimestre (11,16 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 270 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2008, pari al 2,4%. In controtendenza i volumi commercializzati sulla rete Italia (2,31 milioni di tonnellate; +6%) che in presenza di una contrazione della domanda hanno beneficiato delle maggiori vendite in modalità "*Iperself*" e dell'effetto delle campagne promozionali in particolare sulla rete ordinaria, mentre la rete autostradale ha risentito del calo della domanda. La quota di mercato media del trimestre è del 31,6% in aumento di 1,8 punti percentuali rispetto al secondo trimestre 2008.

Le vendite sulla rete in Italia (2,31 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 130 mila tonnellate, pari al 6%, per effetto principalmente delle maggiori vendite di gasolio.

Le vendite extrarete in Italia (2,25 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 550 mila tonnellate, pari al 19,6%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 760 mila tonnellate) sono diminuite di circa 60 mila tonnellate, pari al 7,3%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Germania e Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (850 milioni di tonnellate) sono diminuite di 170 mila tonnellate, pari al 16,7% essenzialmente in Repubblica Ceca, Germania e Svizzera.

Nel **primo semestre 2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 16,65 milioni di tonnellate con una riduzione del 5,7% rispetto al semestre 2008. In Italia la riduzione dei volumi (-5%) ha riguardato alcune raffinerie per il bilanciamento delle lavorazioni rispetto all'andamento della domanda di prodotti e per il prolungamento di alcune fermate programmate. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca e il polo di raffinazione in Germania è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda, nonché per la ristrutturazione del sito di Ingolstadt in Germania.

Le vendite sulla rete in Italia (4,41 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 170 mila tonnellate, pari al 4%, per effetto delle maggiori vendite di gasolio. La quota di mercato media del semestre è del 31,6% in aumento di 1,8 punti percentuali rispetto al semestre 2008 (29,8%).

Le vendite extrarete in Italia (4,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 700 mila tonnellate, pari al 13,1%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 1,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 160 mila tonnellate, pari al 9,9%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Germania e Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (1,76 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 160 mila tonnellate essenzialmente in Germania, Svizzera e Repubblica Ceca.

# Conto economico

(€ milioni)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
27.096	23.741	18.267	(32,6)	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	55.388	42.008	(24,2)
237	360	141	(40,5)	Altri ricavi e proventi	408	501	22,8
(19.167)	(17.973)	(13.624)	28,9	Costi operativi	(39.506)	(31.597)	20,0
(2.443)	(2.178)	(2.410)	1,4	Ammortamenti e svalutazioni	(4.389)	(4.588)	(4,5)
70	17	31	(55,7)	Altri proventi e oneri operativi <sup>(b)</sup>	69	48	(30,4)
<b>5.793</b>	<b>3.967</b>	<b>2.405</b>	<b>(58,5)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>11.970</b>	<b>6.372</b>	<b>(46,8)</b>
(31)	(30)	(189)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(130)	(219)	(68,5)
340	144	214	(37,1)	Proventi netti su partecipazioni	869	358	(58,8)
<b>6.102</b>	<b>4.081</b>	<b>2.430</b>	<b>(60,2)</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>12.709</b>	<b>6.511</b>	<b>(48,8)</b>
(2.470)	(1.971)	(1.390)	43,7	Imposte sul reddito	(5.482)	(3.361)	38,7
40,5	48,3	57,2		Tax rate (%)	43,1	51,6	
3.632	2.110	1.040	(71,4)	Utile netto	7.227	3.150	(56,4)
				<i>di cui:</i>			
<b>3.437</b>	<b>1.904</b>	<b>832</b>	<b>(75,8)</b>	- utile netto di competenza Eni	<b>6.758</b>	<b>2.736</b>	<b>(59,5)</b>
195	206	208	6,7	- utile netto di terzi azionisti	469	414	(11,7)
<b>3.437</b>	<b>1.904</b>	<b>832</b>	<b>(75,8)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>6.758</b>	<b>2.736</b>	<b>(59,5)</b>
(542)	91	(143)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(783)	(52)	
(640)	(236)	213		Esclusione <i>special item</i>	(679)	(23)	
<b>2.255</b>	<b>1.759</b>	<b>902</b>	<b>(60,0)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni <sup>(c)</sup></b>	<b>5.296</b>	<b>2.661</b>	<b>(49,8)</b>

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

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

## Non-GAAP measure

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. 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 del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi).

L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. 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*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

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. 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 non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

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. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Primo semestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>4.152</b>	<b>2.116</b>	<b>287</b>	<b>(454)</b>	<b>580</b>	<b>(177)</b>	<b>(187)</b>	<b>55</b>	<b>6.372</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		294	(467)	108					(65)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		17	22			45			84
svalutazioni	220		52	89		4			365
plusvalenze nette su cessione di asset	(167)	(5)	1		(1)	(2)			(174)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	5	8	8	3		2	12		38
componente valutativa dei derivati su commodity	27	(377)	31	(3)	(10)				(332)
altro						4			4
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>85</b>	<b>(357)</b>	<b>129</b>	<b>89</b>	<b>(11)</b>	<b>49</b>	<b>12</b>		<b>(4)</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.237</b>	<b>2.053</b>	<b>(51)</b>	<b>(257)</b>	<b>569</b>	<b>(128)</b>	<b>(175)</b>	<b>55</b>	<b>6.303</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	83	(12)				28	(318)		(219)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	113	162	39		19				333
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(2.517)	(718)	(19)	48	(139)		27	(24)	(3.342)
Tax rate (%)	56,8	32,6	..		23,6				52,1
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.916</b>	<b>1.485</b>	<b>(31)</b>	<b>(209)</b>	<b>449</b>	<b>(100)</b>	<b>(466)</b>	<b>31</b>	<b>3.075</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									414
- utile netto adjusted di competenza Eni									<b>2.661</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>2.736</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(52)
Esclusione special item									(23)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.661</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>9.043</b>	<b>2.425</b>	<b>776</b>	<b>(263)</b>	<b>467</b>	<b>(141)</b>	<b>(107)</b>	<b>(230)</b>	<b>11.970</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(138)	(816)	(124)					(1.078)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		14	6			28			48
svalutazioni	310		149	172		2			633
accantonamenti a fondo rischi						20			20
oneri per incentivazione all'esodo	2	7	6			1	11		27
componente valutativa dei derivati su commodity	(102)	(11)					1		(112)
altro	(1)	(2)	(12)	(1)		(12)	(9)		(37)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>209</b>	<b>8</b>	<b>149</b>	<b>171</b>		<b>39</b>	<b>3</b>		<b>579</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.252</b>	<b>2.295</b>	<b>109</b>	<b>(216)</b>	<b>467</b>	<b>(102)</b>	<b>(104)</b>	<b>(230)</b>	<b>11.471</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	32	(8)				(12)	(142)		(130)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	263	233	64	2	26				588
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(5.474)	(861)	(49)	52	(125)		107	84	(6.266)
Tax rate (%)	57,3	34,2	28,3		25,4				52,5
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>4.073</b>	<b>1.659</b>	<b>124</b>	<b>(162)</b>	<b>368</b>	<b>(114)</b>	<b>(139)</b>	<b>(146)</b>	<b>5.663</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									367
- utile netto adjusted di competenza Eni									<u>5.296</u>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>6.758</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(783)
Esclusione special item									(679)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<u>5.296</u>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>1.778</b>	<b>863</b>	<b>47</b>	<b>(287)</b>	<b>310</b>	<b>(122)</b>	<b>(124)</b>	<b>(60)</b>	<b>2.405</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		18	(258)	50					(190)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		15	15			45			75
svalutazioni	220		46	89		3			358
plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	(5)	2		(1)	(1)			(9)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	3	5	3	2		2	7		22
componente valutativa dei derivati su commodity	67	(206)	24		(12)				(127)
altro						4			4
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>286</b>	<b>(191)</b>	<b>105</b>	<b>91</b>	<b>(13)</b>	<b>49</b>	<b>7</b>		<b>334</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.064</b>	<b>690</b>	<b>(106)</b>	<b>(146)</b>	<b>297</b>	<b>(73)</b>	<b>(117)</b>	<b>(60)</b>	<b>2.549</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	50	(6)				(2)	(231)		(189)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	125	62	4		11				202
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.231)	(249)	3	32	(82)		56	19	(1.452)
Tax rate (%)	55,0	33,4	2,9		26,6				56,7
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.008</b>	<b>497</b>	<b>(99)</b>	<b>(114)</b>	<b>226</b>	<b>(75)</b>	<b>(292)</b>	<b>(41)</b>	<b>1.110</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									208
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>902</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>832</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(143)
Esclusione special item									213
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>902</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>4.774</b>	<b>690</b>	<b>561</b>	<b>(231)</b>	<b>253</b>	<b>(94)</b>	<b>(32)</b>	<b>(128)</b>	<b>5.793</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(61)	(609)	(86)					(756)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		14				28			42
svalutazioni	274		149	170		1			594
accantonamenti a fondo rischi						20			20
oneri per incentivazione all'esodo	1	4	4			1	6		16
componente valutativa dei derivati su commodity	(86)	(16)	1				1		(100)
altro	(1)	(2)	(9)	(1)		(12)	(9)		(34)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>188</b>		<b>145</b>	<b>169</b>		<b>38</b>	<b>(2)</b>		<b>538</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.962</b>	<b>629</b>	<b>97</b>	<b>(148)</b>	<b>253</b>	<b>(56)</b>	<b>(34)</b>	<b>(128)</b>	<b>5.575</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	13	(3)		(1)		(12)	(28)		(31)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	151	98	2	2	11				264
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(3.091)	(325)	(28)	50	(61)		45	52	(3.358)
Tax rate (%)	60,4	44,9	28,3		23,1				57,8
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>2.035</b>	<b>399</b>	<b>71</b>	<b>(97)</b>	<b>203</b>	<b>(68)</b>	<b>(17)</b>	<b>(76)</b>	<b>2.450</b>
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									195
- utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.255</u>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>3.437</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(542)
Esclusione special item									(640)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<u>2.255</u>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>2.374</b>	<b>1.253</b>	<b>240</b>	<b>(167)</b>	<b>270</b>	<b>(55)</b>	<b>(63)</b>	<b>115</b>	<b>3.967</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		276	(209)	58					125
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		2	7						9
svalutazioni			6			1			7
plusvalenze nette su cessione di asset	(163)		(1)			(1)			(165)
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	5	1			5		16
componente valutativa dei derivati su commodity	(40)	(171)	7	(3)	2				(205)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(201)</b>	<b>(166)</b>	<b>24</b>	<b>(2)</b>	<b>2</b>		<b>5</b>		<b>(338)</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.173</b>	<b>1.363</b>	<b>55</b>	<b>(111)</b>	<b>272</b>	<b>(55)</b>	<b>(58)</b>	<b>115</b>	<b>3.754</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	33	(6)				30	(87)		(30)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(12)	100	35		8				131
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.286)	(469)	(22)	16	(57)		(29)	(43)	(1.890)
Tax rate (%)	58,6	32,2	24,4		20,4				49,0
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>908</b>	<b>988</b>	<b>68</b>	<b>(95)</b>	<b>223</b>	<b>(25)</b>	<b>(174)</b>	<b>72</b>	<b>1.965</b>
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									206
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.759</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>1.904</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									91
Esclusione special item									(236)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.759</b>

(a) I valori escludono gli special item.

## Analisi degli special item

(€ milioni)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
594	7	358	<b>Special item dell'utile operativo:</b>		
42	9	75	svalutazioni	633	365
	(165)	(9)	oneri ambientali	48	84
20		11	plusvalenze nette su cessione di asset		(174)
16	16	22	accantonamenti a fondo rischi	20	11
(100)	(205)	(127)	oneri per incentivazione all'esodo	27	38
(34)		4	componente valutativa dei derivati su commodity	(112)	(332)
			altro	(37)	4
<b>538</b>	<b>(338)</b>	<b>334</b>		<b>579</b>	<b>(4)</b>
	(10)	2	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(185)</b>	<b>(8)</b>
			di cui:		
			- plusvalenza per cessione della partecipazione in GTT (Gaztransport et Technigaz sas)	(185)	
<b>(1.178)</b>	<b>112</b>	<b>(123)</b>	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(1.175)</b>	<b>(11)</b>
			di cui:		
(537)		(27)	effetti ex DL n.112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(537)	(27)
(443)			- di magazzino	(443)	
(94)		(27)	- di attività per imposte anticipate	(94)	(27)
(290)			effetti ex legge Finanziaria 2008	(290)	
(173)			adeguamento fiscalità differita Libia	(173)	
(40)			altri	(40)	
(138)	112	(96)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(135)	16
<b>(640)</b>	<b>(236)</b>	<b>213</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>(781)</b>	<b>(23)</b>
			di cui:		
			- quota degli special item di competenza di terzi azionisti	(102)	
<b>(640)</b>	<b>(236)</b>	<b>213</b>	- quota degli special item di competenza Eni	<b>(679)</b>	<b>(23)</b>

## Dettaglio delle svalutazioni

(€ milioni)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
508	7	324	Svalutazione asset materiali/immateriali	511	331
		23	Svalutazione goodwill		23
<b>508</b>	<b>7</b>	<b>347</b>	<b>Sub totale</b>	<b>511</b>	<b>354</b>
86		11	Svalutazione crediti assimilati ad attività materiali	122	11
<b>594</b>	<b>7</b>	<b>358</b>	<b>Totale svalutazioni</b>	<b>633</b>	<b>365</b>

## Utile operativo adjusted

(€ milioni)

II trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009	Var. % II trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
4.962	2.173	2.064	(58,4)	Exploration & Production	9.252	4.237	(54,2)
629	1.363	690	9,7	Gas & Power	2.295	2.053	(10,5)
97	55	(106)	..	Refining & Marketing	109	(51)	..
(148)	(111)	(146)	1,4	Petrochimica	(216)	(257)	(19,0)
253	272	297	17,4	Ingegneria & Costruzioni	467	569	21,8
(56)	(55)	(73)	(30,4)	Altre attività	(102)	(128)	(25,5)
(34)	(58)	(117)	..	Corporate e società finanziarie	(104)	(175)	(68,3)
(128)	115	(60)		Effetto eliminazione utili interni	(230)	55	
<b>5.575</b>	<b>3.754</b>	<b>2.549</b>	<b>(54,3)</b>		<b>11.471</b>	<b>6.303</b>	<b>(45,1)</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
9.035	6.145	5.683	(37,1)	Exploration & Production	17.721	11.828	(33,3)
7.021	11.849	5.619	(20,0)	Gas & Power	16.971	17.468	2,9
13.281	6.386	7.735	(41,8)	Refining & Marketing	24.240	14.121	(41,7)
1.759	878	1.027	(41,6)	Petrolchimica	3.519	1.905	(45,9)
2.160	2.415	2.466	14,2	Ingegneria & Costruzioni	4.211	4.881	15,9
44	26	21	(52,3)	Altre attività	95	47	(50,5)
342	309	302	(11,7)	Corporate e società finanziarie	643	611	(5,0)
	(14)	(5)		Effetto eliminazione utili interni		(19)	
(6.546)	(4.253)	(4.581)		Elisioni di consolidamento	(12.012)	(8.834)	
<b>27.096</b>	<b>23.741</b>	<b>18.267</b>	<b>(32,6)</b>		<b>55.388</b>	<b>42.008</b>	<b>(24,2)</b>

## Costi operativi

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
18.136	16.983	12.537	(30,9)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.534	29.520	(21,4)
151	9	101		di cui - altri special item	190	110	
1.031	990	1.087	5,4	Costo lavoro	1.972	2.077	5,3
16	16	22		di cui - incentivi per esodi agevolati e altro	27	38	
<b>19.167</b>	<b>17.973</b>	<b>13.624</b>	<b>(28,9)</b>		<b>39.506</b>	<b>31.597</b>	<b>(20,0)</b>

## Derivati non di copertura su *commodity*

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
86	44	(66)	Exploration & Production	101	(22)
	4	1	- componente realizzata	(1)	5
86	40	(67)	- componente valutativa	102	(27)
27	(36)	149	Gas & Power	25	113
11	(207)	(57)	- componente realizzata	14	(264)
16	171	206	- componente valutativa	11	377
(54)	3	(66)	Refining & Marketing	(71)	(63)
(53)	10	(42)	- componente realizzata	(71)	(32)
(1)	(7)	(24)	- componente valutativa		(31)
9	9	1	Petrolchimica	9	10
9	6	1	- componente realizzata	9	7
	3		- componente valutativa		3
	(3)	16	Ingegneria & Costruzioni		13
	(1)	4	- componente realizzata		3
	(2)	12	- componente valutativa		10
2		(3)	Corporate e società finanziarie	5	(3)
3		(3)	- componente realizzata	6	(3)
(1)			- componente valutativa	(1)	
<b>70</b>	<b>17</b>	<b>31</b>	<b>Totale</b>	<b>69</b>	<b>48</b>
<b>(30)</b>	<b>(188)</b>	<b>(96)</b>	- componente realizzata	<b>(43)</b>	<b>(284)</b>
<b>100</b>	<b>205</b>	<b>127</b>	- componente valutativa	<b>112</b>	<b>332</b>

## Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009	Var. % Il trim. 09 vs 08		I semestre		
					2008	2009	Var. %
1.521	1.686	1.576	3,6	Exploration & Production	3.046	3.262	7,1
183	240	237	29,5	Gas & Power	366	477	30,3
106	99	98	(7,5)	Refining & Marketing	218	197	(9,6)
32	24	24	(25,0)	Petrolchimica	64	48	(25,0)
79	107	109	38,0	Ingegneria & Costruzioni	154	216	40,3
(1)		1	..	Altre attività	1	1	..
18	19	21	16,7	Corporate e società finanziarie	35	40	14,3
(3)	(4)	(3)		Effetto eliminazione utili interni	(6)	(7)	
<b>1.935</b>	<b>2.171</b>	<b>2.063</b>	<b>6,6</b>	<b>Ammortamenti</b>	<b>3.878</b>	<b>4.234</b>	<b>9,2</b>
<b>508</b>	<b>7</b>	<b>347</b>	<b>(31,7)</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>511</b>	<b>354</b>	<b>(30,7)</b>
<b>2.443</b>	<b>2.178</b>	<b>2.410</b>	<b>(1,4)</b>		<b>4.389</b>	<b>4.588</b>	<b>4,5</b>

## Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(5)	154	39	17	205
Dividendi	110	8	16	2	136
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				10	10
Altri proventi netti	7				7
	<b>112</b>	<b>162</b>	<b>55</b>	<b>29</b>	<b>358</b>

## Imposte sul reddito

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009		I semestre		
				2008	2009	Var. ass.
			<b>Utile ante imposte</b>			
1.102	1.595	467	Italia	3.133	2.062	(1.071)
5.000	2.486	1.963	Eestero	9.576	4.449	(5.127)
<b>6.102</b>	<b>4.081</b>	<b>2.430</b>		<b>12.709</b>	<b>6.511</b>	<b>(6.198)</b>
			<b>Imposte sul reddito</b>			
(236)	666	341	Italia	406	1.007	601
2.706	1.305	1.049	Eestero	5.076	2.354	(2.722)
<b>2.470</b>	<b>1.971</b>	<b>1.390</b>		<b>5.482</b>	<b>3.361</b>	<b>(2.121)</b>
			<b>Tax rate (%)</b>			
(21,4)	41,8	73,0	Italia	13,0	48,8	35,8
54,1	52,5	53,4	Eestero	53,0	52,9	(0,1)
<b>40,5</b>	<b>48,3</b>	<b>57,2</b>		<b>43,1</b>	<b>51,6</b>	

## Stato patrimoniale riclassificato

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

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31.12.2008	31.03.2009	30.06.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 31.03.2009
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	59.255	61.588	61.199	1.944	(389)
Altre immobilizzazioni					
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.444	1.607	411	163
Attività immateriali	7.697	8.487	8.365	668	(122)
Partecipazioni	5.881	6.015	6.044	163	29
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.275	1.204	(15)	(71)
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(787)	(630)	(548)	239	82
	<b>74.461</b>	<b>78.179</b>	<b>77.871</b>	<b>3.410</b>	<b>(308)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	6.082	4.533	5.477	(605)	944
Crediti commerciali	16.444	16.723	13.139	(3.305)	(3.584)
Debiti commerciali	(12.590)	(11.563)	(10.634)	1.956	929
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	(6.933)	(4.345)	978	2.588
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	(9.516)	(9.225)	281	291
Altre attività (passività) d'esercizio:					
Partecipazioni	2.741	3.034		(2.741)	(3.034)
Altre attività (passività) <sup>(a)</sup>	(4.544)	(5.041)	(2.821)	1.723	2.220
	<b>(6.696)</b>	<b>(8.763)</b>	<b>(8.409)</b>	<b>(1.713)</b>	<b>354</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(947)</b>	<b>(950)</b>	<b>(966)</b>	<b>(19)</b>	<b>(16)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto</b>	<b>68</b>	<b>68</b>	<b>68</b>		
<b>Capitale investito netto</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>68.564</b>	<b>1.678</b>	<b>30</b>
<b>Patrimonio netto</b>					
di competenza: - Eni	44.436	48.919	46.684	2.248	(2.235)
- terzi azionisti	4.074	3.087	3.525	(549)	438
	<b>48.510</b>	<b>52.006</b>	<b>50.209</b>	<b>1.699</b>	<b>(1.797)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>16.528</b>	<b>18.355</b>	<b>(21)</b>	<b>1.827</b>
<b>Coperture</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>68.564</b>	<b>1.678</b>	<b>30</b>

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €582 milioni (€404 milioni al 31 marzo 2009 e €410 milioni al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €269 milioni (€381 milioni al 31 marzo 2009 e €302 milioni al 31 dicembre 2008).

## 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 degli interessi di terzi azionisti. 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)

	31.12.2008	31.03.2009	30.06.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 31.03.2009
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	18.800	19.873	(964)	1.073
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.908	5.536	5.682	(1.226)	146
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	13.929	13.264	14.191	262	927
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	(1.845)	(1.340)	599	505
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	(116)	(107)	78	9
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	(311)	(71)	266	240
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>16.528</b>	<b>18.355</b>	<b>(21)</b>	<b>1.827</b>
<b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b>	<b>48.510</b>	<b>52.006</b>	<b>50.209</b>	<b>1.699</b>	<b>(1.797)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,38</b>	<b>0,32</b>	<b>0,37</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,05</b>

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2009

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2009 <sup>(a)</sup>
Eni SpA	501
Eni Coordination Center SA	373
	<b>874</b>

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

## Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2009 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2009 <sup>(a)</sup> (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.500	euro	1.519	2016	fisso	5,00
	1.000	euro	985	2015	variabile	
	1.000	euro	984	2015	fisso	4,00
			<b>3.488</b>			

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

## Riconduzione utile complessivo

(€ milioni)

	I semestre	
	2008	2009
<b>Utile (perdita dell'esercizio)</b>	<b>7.227</b>	<b>3.150</b>
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.312)	(443)
- Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	2	
- Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(2.890)	(465)
- Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		2
- Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	1.139	191
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo</b>	<b>(3.061)</b>	<b>(715)</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>	<b>4.166</b>	<b>2.435</b>
di competenza:		
- Eni	<b>3.713</b>	<b>2.035</b>
- terzi azionisti	453	400

## Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008</b>	<b>48.510</b>
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	2.435
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.355)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(258)
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.146)
Eliminazione <i>put option</i> riconosciuta a Distrigas	1.495
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542
Altre variazioni	(14)
<b>Totale variazioni</b>	<b>1.699</b>
<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2009</b>	<b>50.209</b>
di competenza:	
- Eni	<b>46.684</b>
- terzi azionisti	3.525

## ROACE (Return On Average Capital Employed)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	5.743	2.481	366	8.207
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	243
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	5.743	2.481	366	8.450
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	22.763	21.017	9.466	60.454
- a fine periodo	30.489	23.614	8.539	70.018
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>26.626</b>	<b>22.316</b>	<b>9.003</b>	<b>65.236</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>21,6</b>	<b>11,1</b>	<b>4,1</b>	<b>13,0</b>

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2008	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	7.468	3.085	183	10.605
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	325
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	7.468	3.085	183	10.930
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	20.872	19.257	5.775	51.418
- a fine periodo	22.763	20.892	8.490	59.282
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>21.818</b>	<b>20.075</b>	<b>7.133</b>	<b>55.350</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>34,2</b>	<b>15,4</b>	<b>2,6</b>	<b>19,7</b>

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2008	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	7.900	2.655	521	10.795
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	335
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	7.900	2.655	521	11.130
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	23.826	21.333	7.675	59.194
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	67.609
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>27.094</b>	<b>21.803</b>	<b>7.968</b>	<b>63.402</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>29,2</b>	<b>12,2</b>	<b>6,5</b>	<b>17,6</b>

## Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio 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.

### RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
<b>3.632</b>	<b>2.110</b>	<b>1.040</b>	<b>Utile netto</b>	<b>7.227</b>	<b>3.150</b>
			<i>a rettifica:</i>		
2.130	2.078	1.878	- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.874	3.956
(12)	(157)	(8)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(207)	(165)
2.296	1.886	1.311	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	5.262	3.197
<b>8.046</b>	<b>5.917</b>	<b>4.221</b>	<b>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</b>	<b>16.156</b>	<b>10.138</b>
103	1.167	871	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.150)	2.038
(2.958)	(1.641)	(2.914)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.056)	(4.555)
<b>5.191</b>	<b>5.443</b>	<b>2.178</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>9.950</b>	<b>7.621</b>
(3.641)	(3.147)	(3.697)	Investimenti tecnici	(6.759)	(6.844)
(165)	(2.039)	(175)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.949)	(2.214)
145	182	3.093	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	473	3.275
257	1.745	(2.258)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	581	(513)
<b>1.787</b>	<b>2.184</b>	<b>(859)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.296</b>	<b>1.325</b>
(1.200)	102	368	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(1.829)	470
1.423	(2.380)	1.057	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	2.110	(1.323)
(2.959)	(2)	(1.069)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.158)	(1.071)
126	2	(2)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(15)	
<b>(823)</b>	<b>(94)</b>	<b>(505)</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>(596)</b>	<b>(599)</b>

### VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
<b>1.787</b>	<b>2.184</b>	<b>(859)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.296</b>	<b>1.325</b>
			Debiti e crediti finanziari società acquisite		
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite		
198	(334)	101	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	624	(233)
(2.959)	(2)	(1.069)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.158)	(1.071)
<b>(974)</b>	<b>1.848</b>	<b>(1.827)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(238)</b>	<b>21</b>

## INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
2.281	2.148	2.759	Exploration & Production	4.364	4.907
519	390	361	Gas & Power	969	751
201	85	132	Refining & Marketing	350	217
48	9	36	Petrochimica	68	45
556	495	393	Ingegneria & Costruzioni	977	888
11	6	8	Altre attività	14	14
26	10	12	Corporate e società finanziarie	36	22
(1)	4	(4)	Elisioni di consolidamento	(19)	
<b>3.641</b>	<b>3.147</b>	<b>3.697</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>6.759</b>	<b>6.844</b>

Gli **investimenti tecnici** di €6.844 milioni (€6.759 milioni nel primo semestre 2008) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.651 milioni), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Congo, Stati Uniti, Italia e Angola e le attività di ricerca esplorativa (€732 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Libia, Stati Uniti, Egitto e Indonesia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€400 milioni) e di distribuzione del gas (€144 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€132 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€135 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€65 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€888 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

# Investimenti tecnici per settore

## EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
297	9	468	<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>	<b>621</b>	<b>477</b>
277	6	219	Africa Settentrionale	601	225
13		73	Africa Occidentale	13	73
7	3	176	Resto del mondo	7	179
<b>453</b>	<b>380</b>	<b>352</b>	<b>Esplorazione</b>	<b>981</b>	<b>732</b>
49	21	5	Italia	71	26
90	113	121	Africa Settentrionale	213	234
46	74	43	Africa Occidentale	139	117
64	24	33	Mare del Nord	148	57
3	8	7	Area Caspio	7	15
201	140	143	Resto del mondo	403	283
<b>1.510</b>	<b>1.744</b>	<b>1.907</b>	<b>Sviluppo</b>	<b>2.729</b>	<b>3.651</b>
141	174	185	Italia	259	359
270	378	296	Africa Settentrionale	542	674
474	387	544	Africa Occidentale	780	931
123	122	143	Mare del Nord	212	265
224	243	286	Area Caspio	435	529
278	440	453	Resto del mondo	501	893
21	15	32	<b>Altro</b>	<b>33</b>	<b>47</b>
<b>2.281</b>	<b>2.148</b>	<b>2.759</b>		<b>4.364</b>	<b>4.907</b>

## GAS & POWER

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
352	371	339	Italia	766	710
167	19	22	Estero	203	41
<b>519</b>	<b>390</b>	<b>361</b>		<b>969</b>	<b>751</b>
<b>50</b>	<b>24</b>	<b>31</b>	<b>Mercato e generazione elettrica</b>	<b>82</b>	<b>55</b>
32	10	16	- Mercato	41	26
12		5	Italia	13	5
20	10	11	Estero	28	21
18	14	15	- Generazione elettrica	41	29
<b>322</b>	<b>357</b>	<b>319</b>	<b>Business regolati Italia</b>	<b>712</b>	<b>676</b>
210	237	163	- Trasporto	529	400
53	65	79	- Distribuzione	85	144
59	55	77	- Stoccaggio	98	132
<b>147</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>Trasporto internazionale</b>	<b>175</b>	<b>20</b>
<b>519</b>	<b>390</b>	<b>361</b>		<b>969</b>	<b>751</b>

## REFINING & MARKETING

(€ milioni)

Il trim. 2008	I trim. 2009	II trim. 2009		I semestre	
				2008	2009
178	77	117	Italia	318	194
23	8	15	Estero	32	23
<b>201</b>	<b>85</b>	<b>132</b>		<b>350</b>	<b>217</b>
<b>138</b>	<b>48</b>	<b>87</b>	<b>Raffinazione, supply e logistica</b>	<b>251</b>	<b>135</b>
138	48	87	Italia	251	135
<b>53</b>	<b>26</b>	<b>39</b>	<b>Marketing</b>	<b>81</b>	<b>65</b>
30	18	24	Italia	49	42
23	8	15	Estero	32	23
<b>10</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>Altre Attività</b>	<b>18</b>	<b>17</b>
<b>201</b>	<b>85</b>	<b>132</b>		<b>350</b>	<b>217</b>

# Exploration & Production

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009			I semestre 2008	2009
<b>1.772</b>	<b>1.779</b>	<b>1.733</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a)(b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.784</b>	<b>1.756</b>
204	174	169	Italia		205	171
652	595	567	Africa Settentrionale		639	581
305	330	343	Africa Occidentale		315	337
249	242	232	Mare del Nord		243	237
124	132	133	Area del Caspio		131	133
238	306	289	Resto del mondo		251	297
<b>156,9</b>	<b>154,2</b>	<b>154,2</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	<b>313,9</b>	<b>308,4</b>

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009			I semestre 2008	2009
<b>998</b>	<b>1.013</b>	<b>986</b>	<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	<b>1.005</b>	<b>1.000</b>
70	55	56	Italia		71	55
346	304	289	Africa Settentrionale		340	297
259	294	304	Africa Occidentale		269	299
145	139	130	Mare del Nord		143	134
82	84	87	Area del Caspio		86	86
96	137	120	Resto del mondo		96	129

## PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2008	I trim. 2009	Il trim. 2009			I semestre 2008	2009
<b>126</b>	<b>125</b>	<b>121</b>	<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a)(b)</sup>	(milioni di metri cubi/giorno)	<b>127</b>	<b>123</b>
22	19	18	Italia		22	19
50	47	45	Africa Settentrionale		49	46
7	6	6	Africa Occidentale		8	6
17	17	17	Mare del Nord		16	17
7	8	7	Area del Caspio		7	8
23	28	28	Resto del mondo		25	27

(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 (8,4 e 8,0 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2009 e 2008, rispettivamente e 8,5 e 8,1 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2009 e 2008, rispettivamente e 8,2 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2009).

## Petrolchimica

(migliaia di tonnellate)

<u>Il trim.</u> <u>2008</u>	<u>I trim.</u> <u>2009</u>	<u>II trim.</u> <u>2009</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2008</u>	<u>2009</u>
			<b>Vendite</b>		
678	474	570	Petrolchimica di base	1.437	1.044
257	199	233	Stirenici ed Elastomeri <sup>(a)</sup>	519	432
368	329	313	Polietileni	721	642
<b>1.303</b>	<b>1.002</b>	<b>1.116</b>		<b>2.677</b>	<b>2.118</b>
<b>1.979</b>	<b>1.540</b>	<b>1.714</b>	<b>Produzioni</b>	<b>4.136</b>	<b>3.254</b>

(a) A partire dal gennaio 2009, il business dello stirolo confluisce nella Petrolchimica di base. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

<u>Il trim.</u> <u>2008</u>	<u>I trim.</u> <u>2009</u>	<u>II trim.</u> <u>2009</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2008</u>	<u>2009</u>
			<b>Ordini acquisiti</b>		
1.838	561	1.303	<i>Offshore</i>	3.419	1.864
591	1.621	719	<i>Onshore</i>	1.055	2.340
82	316	15	Perforazioni mare	213	331
705	20	513	Perforazioni terra	784	533
<b>3.216</b>	<b>2.518</b>	<b>2.550</b>		<b>5.471</b>	<b>5.068</b>

(€ milioni)

	<u>31.12.2008</u>	<u>30.06.2009</u>
<b>Portafoglio ordini</b>	<b>19.105</b>	<b>19.015</b>