



## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL TERZO TRIMESTRE E DEI NOVE MESI 2009

San Donato Milanese, 29 ottobre 2009 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi del 2009<sup>1</sup> (non sottoposti a revisione contabile).

### *Highlight finanziari*

- **Utile operativo *adjusted*: €3,12 miliardi nel trimestre (-49,7%); €9,42 miliardi nei nove mesi (-46,7%)**
- **Utile netto *adjusted*: €1,15 miliardi nel trimestre (-60,5%); €3,81 miliardi nei nove mesi (-53,6%)**
- **Utile netto: €1,24 miliardi nel trimestre (-57,8%); €3,98 miliardi nei nove mesi (-59%)**
- **Cash flow: €2,03 miliardi nel trimestre (€9,66 miliardi nei nove mesi)**

### *Highlight operativi*

- **Produzione di idrocarburi: nel trimestre -4,9% a 1,68 milioni di barili/giorno (-2,6% nei nove mesi); esclusi i tagli OPEC -3,5% nel trimestre, -1,1% nei nove mesi**
- **Vendite di gas: nel trimestre +11,7% a 22,52 miliardi di metri cubi (+2,9% nei nove mesi)**
- **Importante scoperta a gas nell'*offshore* venezuelano**
- **Ottenuta la licenza per lo sviluppo del *giant* Zubair, uno dei più grandi giacimenti di petrolio in Iraq**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*“Nel terzo trimestre Eni ha conseguito risultati positivi nonostante la flessione della domanda e dei prezzi degli idrocarburi. Lo sviluppo del portafoglio registra l’assegnazione del giacimento giant di Zubair in Iraq e la grande scoperta di gas nell’offshore Venezuelano a Perla. Si tratta di due importanti successi per la strategia di rafforzamento della nostra presenza nelle aree petrolifere con i più elevati tassi di crescita al mondo.”*

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

## Highlight finanziari

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2008	2009	Var. %
6.239	2.405	3.217	(48,4)	Utile operativo		18.209	9.589	(47,3)
6.197	2.549	3.117	(49,7)	Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup>		17.668	9.420	(46,7)
<b>2.941</b>	<b>832</b>	<b>1.240</b>	<b>(57,8)</b>	<b>Utile netto</b> <sup>(b)</sup>		<b>9.699</b>	<b>3.976</b>	<b>(59,0)</b>
0,81	0,23	0,34	(58,0)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		2,66	1,10	(58,6)
2,44	0,63	0,97	(60,2)	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>		8,10	3,00	(63,0)
<b>2.913</b>	<b>902</b>	<b>1.152</b>	<b>(60,5)</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b> <sup>(a)(b)</sup>		<b>8.209</b>	<b>3.813</b>	<b>(53,6)</b>
0,80	0,25	0,32	(60,0)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		2,25	1,05	(53,3)
<b>2,41</b>	<b>0,68</b>	<b>0,92</b>	<b>(61,8)</b>	<b>- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup></b>		<b>6,85</b>	<b>2,87</b>	<b>(58,1)</b>

(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 23.

(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 terzo trimestre 2009 di €3,12 miliardi è diminuito del 49,7% rispetto al terzo trimestre 2008. Nei nove mesi utile operativo *adjusted* di €9,42 miliardi (-46,7% rispetto ai nove mesi 2008). La flessione è dovuta 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.

### Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2009 di €1,15 miliardi è diminuito del 60,5%. Nei nove mesi utile netto di €3,81 miliardi in calo del 53,6%. Tali risultati riflettono il peggioramento della *performance* operativa, il minore contributo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nonché l'incremento del *tax rate adjusted* (3,4 punti percentuali in più nel trimestre; 0,9 punti percentuali in più nei nove mesi).

### Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,96 miliardi nel trimestre (€9,8 miliardi nei nove mesi) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* delle infrastrutture di trasporto del gas e della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem.

### Cash flow

Nel trimestre il *cash flow* della gestione è stato di €2.034 milioni. I disinvestimenti di €292 milioni hanno riguardato in particolare l'incasso della prima *tranche* del corrispettivo della cessione a Gazprom della quota Eni del 51% di OOO SeverEnergia (€155 milioni). Tali flussi hanno consentito di coprire parzialmente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €2.957 milioni e al pagamento dell'acconto sul dividendo Eni 2009 (€1.811 milioni) determinando rispetto al 30 giugno 2009 un incremento di €2.185 milioni dell'indebitamento finanziario netto<sup>2</sup>.

Nei nove mesi il *cash flow* della gestione è stato di €9.655 milioni. I disinvestimenti ammontano a €3.567 milioni e hanno riguardato in particolare l'esercizio dell'opzione di acquisto del 20% di Gazprom Neft da parte di Gazprom (€3.070 milioni), l'incasso della prima *tranche* del corrispettivo della cessione della partecipazione in OOO SeverEnergia (€155 milioni), nonché alcuni *asset* non strategici del settore Exploration & Production (€0,4 miliardi). Le operazioni sul capitale hanno riguardato la sottoscrizione pro-quota dell'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas da parte del mercato per €1.542 milioni nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate in Italia. Questi flussi hanno consentito di coprire parzialmente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €9.801 milioni, al pagamento dei dividendi Eni (€4.166 milioni, di cui €1.811 milioni per l'acconto dividendo 2009) e al completamento dell'acquisizione di Distrigas (€2.045 milioni). Al 30 settembre 2009 l'indebitamento finanziario netto ammonta a €20.540 milioni con un incremento di €2.164 milioni rispetto a fine 2008 (€18.376 milioni).

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

## Indici di performance finanziaria

Il ROACE<sup>3</sup> calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2009 è del 10% (19,9% al 30 settembre 2008). Il *leverage*<sup>3</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,38 al 31 dicembre 2008 allo 0,42 al 30 settembre 2009.

## Highlight operativi e di scenario

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
1.764	1.733	1.678	(4,9)	<b>Produzione di idrocarburi</b> (migliaia di boe/giorno)	1.777	1.730	(2,6)
1.015	986	957	(5,7)	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	1.008	985	(2,3)
122	121	117	(4,1)	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	125	121	(3,2)
<b>20,17</b>	<b>20,46</b>	<b>22,52</b>	<b>11,7</b>	<b>Vendite gas mondo</b> (miliardi di metri cubi)	<b>73,24</b>	<b>75,33</b>	<b>2,9</b>
1,37	1,46	1,40	2,2	- di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico	4,69	4,35	(7,2)
7,62	7,57	9,19	20,6	<b>Vendite di energia elettrica</b> (terawattora)	<b>22,99</b>	<b>24,54</b>	<b>6,7</b>
<b>3,12</b>	<b>3,07</b>	<b>3,16</b>	<b>1,3</b>	<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b> (milioni di tonnellate)	<b>8,97</b>	<b>9,02</b>	<b>0,6</b>

### Exploration & Production

La produzione di idrocarburi del terzo trimestre 2009 è stata di 1,678 milioni di boe/giorno, in riduzione del 4,9% rispetto al terzo trimestre 2008. Nei nove mesi 2009 la produzione di 1,730 milioni di boe/giorno è in calo del 2,6%. Tali riduzioni sono attribuibili all'impatto dei tagli OPEC, alla situazione di sicurezza in Nigeria, alla minore produzione di gas assorbita dal mercato europeo, nonché al declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati attenuati dalla crescita organica registrata in Congo, USA, Kazakhstan, Egitto e Venezuela nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA.

### Gas & Power

Vendite di gas mondo di 22,52 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2009, in aumento dell'11,7% rispetto al terzo trimestre 2008 e di 75,33 miliardi di metri cubi nei nove mesi 2009 (+2,9%). L'aumento riflette il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+3,31 miliardi di metri cubi nel trimestre; +11,84 miliardi nei nove mesi) e la crescita organica sui principali mercati europei (+13% nel trimestre; +6% nei nove mesi). Vendite in significativa contrazione sul mercato italiano (-2,05 miliardi di metri cubi nel trimestre; -9,54 miliardi nei nove mesi) con cali nei segmenti di mercato del termoelettrico e dell'industriale rispettivamente del 28% e del 9% nel terzo trimestre (39% e 18% nei nove mesi) a causa della recessione economica.

### Prezzi medi di realizzo

Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è diminuito del 37,2% nel terzo trimestre 2009 e del 45,4% nei nove mesi per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent. I prezzi del gas sono diminuiti del 43,1% nel trimestre e del 26,7% nei nove mesi con una dinamica che riflette i *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*.

### Refining & Marketing

I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con l'andamento del margine di scenario (margine sul Brent -4 dollari/barile nel trimestre). I *driver* della flessione sono stati: (i) la contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione; in particolare nel trimestre il premio di conversione si è sostanzialmente annullato; (ii) la ripresa delle quotazioni del petrolio in assenza di un miglioramento dei fondamentali della domanda di prodotti con il conseguente peggioramento dei rapporti tra prezzi finali e costo della carica; (iii) la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio che sconta il calo dei consumi industriali.

### Cambio euro/dollaro USA

I risultati del trimestre e dei nove mesi sono stati favoriti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-4,9% nel trimestre; -10,3% nei nove mesi).

(3) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance*, v. pag. 35 e pag. 33, rispettivamente.

## Sviluppi di portafoglio

Eni ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita, in particolare nel settore Exploration & Production, attraverso l'ingresso in Iraq con un progetto *giant* e il perfezionamento di accordi strategici nelle aree *core* di Russia e Africa.

### Iraq

Il 13 ottobre 2009, in esito al primo *bid round* iracheno, Eni capofila di un consorzio di compagnie internazionali si è aggiudicata il contratto di servizio per lo sviluppo del giacimento *giant* di petrolio Zubair (Eni 40%, con possibili successive variazioni), della durata di 20 anni rinnovabile per ulteriori 5 anni. Zubair produce attualmente circa 195 mila barili/giorno e ne è stato pianificato lo sviluppo con l'obiettivo di un *plateau* produttivo di circa 1,13 milioni di barili/ giorno entro il 2016.

### Venezuela

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di test circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/ giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori a 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di barili di petrolio equivalente).

### Africa

- Il 28 settembre 2009 Eni ha acquisito l'*operatorship* nei permessi esplorativi *offshore* di Cape Three Point e Cape Three Point South (Eni 47,2%) in Ghana.
- Il 12 agosto 2009 Eni e il Ministero del Petrolio della Repubblica Democratica del Congo hanno firmato un accordo strategico per la cooperazione e la valorizzazione delle risorse petrolifere del Paese. L'accordo implementa il modello Eni di cooperazione con i Paesi *partner* al fine di integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* socio-economici.

### Pakistan

Il 30 settembre 2009, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa del blocco *onshore* di Sukhpur, in Pakistan. Il blocco situato in prossimità dell'area di produzione operata di Bhit (Eni 40%) consentirà importanti sinergie operative.

### Russia

Il 23 settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato la cessione del 51% della *joint-venture* a Gazprom per il corrispettivo di \$1.566 milioni (quota Eni \$940 milioni) che sarà versato in due *tranche* in linea con gli accordi stipulati nel maggio 2009. Il 24 settembre 2009 Eni ha incassato la prima *tranche* (circa il 25% del prezzo pattuito) pari a €155 milioni (\$230 milioni al cambio puntuale di EUR/USD 1,48). La seconda *tranche* del prezzo sarà versata entro marzo 2010 (\$710 milioni). Il conto economico del trimestre ha beneficiato del provento di €100 milioni relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito all'atto dell'acquisizione della *joint-venture* il 4 aprile 2007.

SeverEnergia possiede il 100% di tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Come già stabilito dai precedenti accordi, le parti si impegnano a produrre il primo gas entro giugno 2011 dal giacimento di Samburskoye e a raggiungere il *plateau* produttivo di 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio.

### Turchia

Il 19 ottobre 2009 Eni e i *partner* commerciali di Turchia e Russia nella realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che sancisce l'impegno a definire le condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso nel progetto delle imprese russe, tale da assicurare i volumi di greggio necessari a garantirne la sostenibilità economica. Il progetto, che nella stessa occasione ha visto riconfermare il sostegno da parte di rappresentanti dei Governi di Italia, Turchia e Russia, realizzerà un *by-pass* per il petrolio proveniente da est evitando il trasporto via mare attraverso lo stretto dei Dardanelli e il Bosforo con importanti ricadute in termini di sicurezza e protezione dell'ambiente.

## Avvii produttivi

Tra i principali *start-up* conseguiti nel periodo si segnalano:

- (i) Blacktip (Eni 100%, operatore) Australia;
- (ii) North Bardawil (Eni 60%, operatore) *offshore* egiziano;
- (iii) Tombua-Landana (Eni 20%) *offshore* angolano;
- (iv) Thunder Hawk (Eni 25%) Golfo del Messico;
- (v) Tyrihans (Eni 6,23%) Norvegia;
- (vi) PY-1 (Eni 47,16%) *offshore* indiano.

## Evoluzione prevedibile della gestione

In considerazione della ripresa in atto delle quotazioni del petrolio lo scenario Eni 2009 assume un prezzo del Brent su base annua di circa 60 dollari/barile; per contro è prevista continuare la contrazione 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:** escludendo i tagli OPEC, Eni prevede di chiudere l'anno con un livello produttivo sostanzialmente invariato rispetto al livello di 1,797 milioni di boe/giorno ottenuto nel 2008. La revisione del precedente *target* di crescita comunicato al mercato sconta l'ulteriore inasprimento dell'impatto di eventi di forza maggiore in alcune aree, in particolare in Nigeria, nonché la revisione del prezzo del Brent che comporta minori *entitlement* nei PSA, mentre sono confermati i minori volumi connessi alla contrazione della domanda europea di gas e al posticipo di alcune attività di sviluppo pianificate nella prima metà dell'anno con l'intento di beneficiare della riduzione dei costi di investimento. Questi fattori negativi sono parzialmente compensati dal contributo di nuovi avvii e il raggiungimento dei livelli di regime di alcuni campi in Congo, Usa, Egitto e Venezuela;
- **vendite di gas nel mondo:** sono previste 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, nonché dell'intensificarsi della pressione competitiva sul mercato nazionale. Le vendite sono sostenute dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas e dalle azioni commerciali volte a incrementare le vendite negli altri Paesi europei;
- **lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati confermano il livello 2008 (35,84 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della sostituzione con propri volumi delle minori lavorazioni di terzi che compensano il minore passo degli impianti dovuto al peggioramento dello scenario di raffinazione;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** previste sostanzialmente in linea con il 2008 (12,03 milioni di tonnellate nel 2008 esclusi i volumi delle attività rete nella Penisola Iberica cedute a Galp) sostenute dai risultati positivi in termini di quota e di volumi venduti in Italia dovuti alle campagne di *marketing* e alle politiche di *pricing* adottate, compensati dal calo dei consumi nei principali mercati europei.

Nel 2009 gli investimenti tecnici sono previsti 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 restante parte dell'esercizio alcuni procedimenti legali potrebbero avere sviluppi negativi potenzialmente tali da comportare sul risultato economico impatti significativi allo stato non ritenuti probabili od oggettivamente determinabili. I procedimenti legali cui si fa riferimento sono puntualmente descritti nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi" ai punti (i) e (ii) del "Contenzioso civile e amministrativo", al punto (ii) del "Contenzioso Antitrust" e al punto (i) di "Indagini della magistratura" della Relazione finanziaria semestrale consolidata pubblicata il 7 agosto 2009 e da allora non sono state registrate evoluzioni significative.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2009, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio sulla gestione previsto dall'art.154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard (IFRS)*, emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 settembre 2009 sono invariati rispetto a quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2008, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per le modalità di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione della clientela, per effetto dell'entrata in vigore dell'IFRIC 13. Per maggiori dettagli relativi a tale applicazione, si fa rinvio alla Relazione finanziaria semestrale consolidata 2009. 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 terzo trimestre e ai nove mesi 2009 e al terzo trimestre e ai nove mesi 2008. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2009, al 30 giugno 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. 154-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 dei nove mesi 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 settembre 2009 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com).

## Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2009

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Novembre mesi		
					2008	2009	Var. %
<b>28.144</b>	<b>18.267</b>	<b>19.142</b>	<b>(32,0)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>83.532</b>	<b>61.150</b>	<b>(26,8)</b>
<b>6.239</b>	<b>2.405</b>	<b>3.217</b>	<b>(48,4)</b>	<b>Utile operativo <sup>(a)</sup></b>	<b>18.209</b>	<b>9.589</b>	<b>(47,3)</b>
(334)	(190)	(145)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.412)	(210)	
292	334	45		Esclusioni <i>special item</i>	871	41	
				<i>di cui:</i>			
(21)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		
313	334	45		- altri <i>special item</i>	892	41	
<b>6.197</b>	<b>2.549</b>	<b>3.117</b>	<b>(49,7)</b>	<b>Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup></b>	<b>17.668</b>	<b>9.420</b>	<b>(46,7)</b>
<b>2.941</b>	<b>832</b>	<b>1.240</b>	<b>(57,8)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>9.699</b>	<b>3.976</b>	<b>(59,0)</b>
(187)	(143)	(108)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(970)	(160)	
159	213	20		Esclusioni <i>special item</i>	(520)	(3)	
				<i>di cui:</i>			
(21)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		
180	213	20		- altri <i>special item</i>	(499)	(3)	
<b>2.913</b>	<b>902</b>	<b>1.152</b>	<b>(60,5)</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>	<b>8.209</b>	<b>3.813</b>	<b>(53,6)</b>
148	208	249	68,2	Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti	515	663	28,7
<b>3.061</b>	<b>1.110</b>	<b>1.401</b>	<b>(54,2)</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>8.724</b>	<b>4.476</b>	<b>(48,7)</b>
				Dettaglio per settore di attività <sup>(b)</sup>			
2.438	1.008	943	(61,3)	Exploration & Production	6.511	2.859	(56,1)
467	497	579	24,0	Gas & Power	2.126	2.064	(2,9)
177	(99)	(48)	..	Refining & Marketing	301	(79)	..
(57)	(114)	(46)	19,3	Petrochimica	(219)	(255)	(16,4)
203	226	214	5,4	Ingegneria & Costruzioni	571	663	16,1
(48)	(75)	(62)	(29,2)	Altre attività	(162)	(162)	
(152)	(292)	(183)	(20,4)	Corporate e società finanziarie	(291)	(649)	..
33	(41)	4		Effetto eliminazione utili interni <sup>(c)</sup>	(113)	35	
				<b>Utile netto di competenza Eni</b>			
0,81	0,23	0,34	(58,0)	per azione (€)	2,66	1,10	(58,6)
2,44	0,63	0,97	(60,2)	per ADR (\$)	8,10	3,00	(63,0)
				<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>			
0,80	0,25	0,32	(60,0)	per azione (€)	2,25	1,05	(53,3)
2,41	0,68	0,92	(61,8)	per ADR (\$)	6,85	2,87	(58,1)
<b>3.635,7</b>	<b>3.622,4</b>	<b>3.622,4</b>	<b>(0,4)</b>	<b>Numero medio ponderato delle azioni in circolazione <sup>(d)</sup></b>	<b>3.644,3</b>	<b>3.622,4</b>	<b>(0,6)</b>
<b>5.733</b>	<b>2.178</b>	<b>2.034</b>	<b>(64,5)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>15.683</b>	<b>9.655</b>	<b>(38,4)</b>
<b>3.112</b>	<b>3.697</b>	<b>2.957</b>	<b>(5,0)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>9.871</b>	<b>9.801</b>	<b>(0,7)</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 23.

(c) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni in traguardo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nell'attivo dell'impresa acquirente.

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

## Principali indicatori di mercato

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Novembre mesi		
					2008	2009	Var. %
114,78	58,79	<b>68,28</b>	(40,5)	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(a)</sup>	111,02	<b>57,16</b>	(48,5)
1,504	1,362	<b>1,431</b>	(4,9)	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,522	<b>1,365</b>	(10,3)
76,32	43,16	<b>47,71</b>	(37,5)	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	72,94	<b>41,88</b>	(42,6)
6,37	3,61	<b>2,34</b>	(63,3)	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	6,07	<b>3,76</b>	(38,1)
8,51	3,90	<b>2,26</b>	(73,4)	Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	8,60	<b>4,14</b>	(51,9)
4,24	2,65	<b>1,64</b>	(61,3)	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,99	<b>2,75</b>	(31,1)
5,0	1,3	<b>0,8</b>	(84,0)	Euribor - a tre mesi (%)	4,8	<b>1,4</b>	(70,8)
2,9	0,9	<b>0,4</b>	(86,2)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,0	<b>0,8</b>	(73,3)

(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

Nel terzo trimestre 2009 l'utile netto di competenza Eni è stato di €1.240 milioni con una diminuzione di €1.701 milioni rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 57,8%. Nei nove mesi l'utile netto è stato di €3.976 milioni, in riduzione di €5.723 milioni rispetto ai nove mesi 2008, pari al 59%. La flessione riflette principalmente il peggioramento della *performance* operativa (-€3.022 milioni, pari al 48,4% nel terzo trimestre e -€8.620 milioni pari al 47,3% nei nove mesi) registrato in particolare nel settore Exploration & Production a causa del calo dei prezzi 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 51,9% al 54% nel terzo trimestre (dal 46,1% al 52,4% nei nove mesi) dovuto in particolare all'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e all'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per €71 milioni nel trimestre (€214 milioni nei nove mesi). Il confronto del *tax rate* dei nove mesi risente anche della 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* è stato di €1.152 milioni con una diminuzione di €1.761 milioni rispetto al terzo trimestre 2008 (-60,5%). Nei nove mesi l'utile netto *adjusted* è stato di €3.813 milioni, in calo del 53,6% (-€4.396 milioni rispetto ai nove mesi 2008). L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €108 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €20 milioni, con un effetto complessivo di -€88 milioni. Nei nove mesi l'utile netto *adjusted* esclude l'utile di magazzino di €160 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €3 milioni, con un effetto complessivo di -€163 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 oneri ambientali. Tali oneri sono stati parzialmente compensati dai proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* e dalle plusvalenze sulla cessione di *asset 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 (utile netto in calo di €1.495 milioni nel trimestre e di €3.652 milioni nei nove mesi, rispettivamente -61,3% e -56,1%) riflettono il peggioramento della *performance* operativa (-€2.806 milioni, pari al 53,5% nel terzo trimestre; -€7.821 milioni, pari al 53,9% nei nove mesi) dovuto principalmente alla riduzione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-37,2% e -43,1% rispettivamente nel terzo trimestre; -45,4% e -26,7% rispettivamente nei nove mesi) e alla minore produzione venduta (-6,8 milioni di boe pari al -4,4% nel terzo trimestre e -12 milioni di boe pari al -2,6% nei nove mesi). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-4,9% nel terzo trimestre e -10,3% nei nove mesi).

### Refining & Marketing

La divisione Refining & Marketing chiude il trimestre con la perdita operativa *adjusted* di €110 milioni con un peggioramento di €337 milioni rispetto al terzo trimestre 2008. Nei nove mesi la perdita operativa *adjusted* è pari a €161 milioni, con un peggioramento di €497 milioni rispetto ai nove mesi 2008. Tali riduzioni riflettono la rilevante flessione del margine di raffinazione dovuta all'andamento negativo dello scenario. Nel trimestre il risultato delle attività commerciali in Italia è in calo per effetto dei minori margini. L'utile netto *adjusted* del settore è diminuito di €225 milioni e €380 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi.

### **Gas & Power**

Nel terzo trimestre la divisione Gas & Power ha conseguito un incremento dell'utile netto *adjusted* (+€112 milioni; +24%) per effetto del maggiore utile operativo (+€135 milioni, pari al 23%) dovuto ai *Business Regolati Italia* che beneficiano del confronto favorevole con il trimestre precedente in funzione della nuova modalità di calcolo delle tariffe della Distribuzione gas. In flessione il Trasporto internazionale e il contributo delle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto. L'utile operativo dell'attività Mercato è in leggera crescita per effetto essenzialmente di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €144 milioni. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri gli *IFRS* non consentono il rinvio dell'impatto di tali derivati al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA proforma adjusted* (v. pag. 19) che evidenzia una flessione di €166 milioni. La *performance* dell'attività Mercato nel trimestre risente principalmente del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia dovuto alla recessione economica.

Nei nove mesi l'utile netto *adjusted* del settore Gas & Power (€2.064 milioni) è diminuito di €62 milioni, pari al 2,9%, per effetto della negativa *performance* dell'attività Mercato.

### **Ingegneria & Costruzioni**

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito un miglioramento dell'utile netto *adjusted* (+€11 milioni; +5,4% nel terzo trimestre; +€92 milioni; +16,1% nei nove mesi) dovuto alla tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

### **Petrochimica**

Il settore continua a registrare perdite sia a livello operativo sia netto (perdita netta di €46 milioni nel trimestre e di €255 milioni nei nove mesi) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

## Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31.12.2008	31.06.2009	30.09.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 31.06.2009
Capitale immobilizzato	74.461	77.871	78.304	3.843	433
Capitale di esercizio netto	(9.437)	(8.409)	(7.831)	1.606	578
Partecipazioni di circolante	2.741			(2.741)	
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(966)	(976)	(29)	(10)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	68	68	68		
<b>Capitale investito netto</b>	<b>66.886</b>	<b>68.564</b>	<b>69.565</b>	<b>2.679</b>	<b>1.001</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	48.510	50.209	49.025	515	(1.184)
Indebitamento finanziario netto	18.376	18.355	20.540	2.164	2.185
<b>Coperture</b>	<b>66.886</b>	<b>68.564</b>	<b>69.565</b>	<b>2.679</b>	<b>1.001</b>

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,464 al 30 settembre 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, +5,2%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 30 settembre 2009, una diminuzione del capitale investito netto di circa €1.290 milioni, del patrimonio netto di circa €1.160 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €130 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€78.304 milioni) è aumentato di €3.843 milioni rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici di periodo (€9.801 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 (€6.552 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€7.831 milioni) è aumentato di €1.606 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 (circa €1 miliardo) 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 per effetto dei prelievi dal magazzino gas nei mesi invernali che si prevede di ricostituire a fine esercizio.

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** (€49.025 milioni) è aumentato di €515 milioni. Tale incremento riflette: (i) l'utile complessivo di periodo (€3.125 milioni) dato dall'utile di conto economico di €4.639 milioni al netto delle perdite su *cash flow hedge* e delle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo; (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 incrementativi sono stati compensati dal pagamento dei dividendi Eni (€4.166 milioni) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (€346 milioni) e 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.

## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi 2008 2009	
<b>5.733</b>	<b>2.178</b>	<b>2.034</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>15.683</b>	<b>9.655</b>
(3.112)	(3.697)	(2.957)	Investimenti tecnici	(9.871)	(9.801)
(127)	(175)	(63)	Acquisizioni in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.076)	(2.277)
91	3.093	292	Dismissioni	564	3.567
(568)	(2.258)	4	Altre variazioni relative all'attività di investimento	13	(509)
<b>2.017</b>	<b>(859)</b>	<b>(690)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>4.313</b>	<b>635</b>
(2.728)	(2.355)	(1.811)	Dividendi e acquisto azioni proprie Eni	(5.667)	(4.166)
(24)	1.286	12	Dividendi a minoranze e altri movimenti di patrimonio	(243)	1.296
(523)	101	304	Differenze cambio e altre variazioni	101	71
<b>(1.258)</b>	<b>(1.827)</b>	<b>(2.185)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(1.496)</b>	<b>(2.164)</b>

I principali flussi positivi dei nove mesi sono stati: (i) il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (€9.655 milioni); (ii) il disinvestimento del 20% di Gazprom Neft in forza dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom (€3.070 milioni), nonché la prima *tranche* del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergiya (Eni 60%) per €155 milioni (compreso il rimborso dei finanziamenti concessi); (iii) la sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (€1.542 milioni) nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate Italia; (iv) altri disinvestimenti minori (circa €500 milioni), in particolare proprietà *oil&gas* non strategiche nel settore Exploration & Production nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008. Tali flussi hanno solo in parte coperto i fabbisogni di cassa dei nove mesi connessi agli investimenti tecnici (€9.801 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 dei dividendi agli azionisti Eni (€4.166 milioni di cui €1.811 milioni per l'acconto dividendo 2009) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di minoranza (€263 milioni) in particolare di Snam Rete Gas e Saipem, determinando un aumento di €2.164 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*

Alla data del 30 settembre 2009 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano a otto controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co. Inc, NAO-C-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd e Burren Energy (Congo) Ltd, già segnalate nella Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2009 (v. pag. 74). Sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

*Scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti all'acquisto di azioni proprie*

Eni comunica che è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti all'acquisto di azioni proprie. L'Assemblea degli azionisti di Eni del 29 aprile 2008 aveva autorizzato la prosecuzione del programma di *buy back* per 18 mesi dalla data della delibera assembleare, fino al raggiungimento di un massimo di 400 milioni di azioni, incluse quelle già in portafoglio, e fino all'ammontare complessivo di €7,4 miliardi. Alla data del 29 ottobre 2009 sono state acquistate complessivamente n. 398.466.853 azioni proprie, pari al 9,95% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa €6,97 miliardi. Alla stessa data, le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

*Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2009.*

## Exploration & Production

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2008	2009	
8.815	5.683	5.325	(39,6)	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>26.536</b>	<b>17.153</b>	<b>(35,4)</b>
5.209	1.778	2.557	(50,9)	<b>Utile operativo</b>		<b>14.252</b>	<b>6.709</b>	<b>(52,9)</b>
40	286	(114)		Esclusione <i>special item</i> :		249	(29)	
33	220	(5)		- svalutazioni di asset e altre attività		343	215	
	(4)	(111)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(278)	
4	3	6		- oneri per incentivazione all'esodo		6	11	
7	67	(4)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(95)	23	
(4)				- altro		(5)		
<b>5.249</b>	<b>2.064</b>	<b>2.443</b>	<b>(53,5)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>14.501</b>	<b>6.680</b>	<b>(53,9)</b>
15	50	(49)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		47	34	
207	125	106		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		470	219	
(3.033)	(1.231)	(1.557)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(8.507)	(4.074)	
55,4	55,0	62,3		Tax rate (%)		56,6	58,8	
<b>2.438</b>	<b>1.008</b>	<b>943</b>	<b>(61,3)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>6.511</b>	<b>2.859</b>	<b>(56,1)</b>
				I risultati includono:				
1.493	1.785	1.458	(2,3)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		4.726	4.929	4,3
				di cui:				
367	442	281	(23,4)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.423	1.201	(15,6)
298	394	225	(24,5)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.104	995	(9,9)
69	48	56	(18,8)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		319	206	(35,4)
<b>2.001</b>	<b>2.759</b>	<b>2.089</b>	<b>4,4</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>6.365</b>	<b>6.996</b>	<b>9,9</b>
				di cui:				
334	352	212	(36,5)	- ricerca esplorativa <sup>(c)</sup>		1.315	944	(28,2)
				<b>Produzioni<sup>(d)(e)</sup></b>				
1.015	986	957	(5,7)	Petrolio <sup>(f)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	1.008	985	(2,3)
122	121	117	(4,1)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	121	(3,2)
<b>1.764</b>	<b>1.733</b>	<b>1.678</b>	<b>(4,9)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.777</b>	<b>1.730</b>	<b>(2,6)</b>
				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
99,77	54,43	62,69	(37,2)	Petrolio <sup>(f)</sup>	(\$/bbl)	97,03	53,01	(45,4)
322,75	177,66	183,78	(43,1)	Gas naturale	(\$/kmc)	278,62	204,18	(26,7)
<b>80,00</b>	<b>44,20</b>	<b>49,54</b>	<b>(38,1)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	<b>75,35</b>	<b>45,02</b>	<b>(40,3)</b>
				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
114,78	58,79	68,28	(40,5)	Brent dated	(\$/bbl)	111,02	57,16	(48,5)
76,32	43,16	47,71	(37,5)	Brent dated	(€/bbl)	72,94	41,88	(42,6)
117,83	59,54	68,19	(42,1)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	113,25	56,90	(49,8)
317,48	131,02	111,95	(64,7)	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	341,49	134,90	(60,5)

(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. 39.

(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 **terzo trimestre 2009** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.443 milioni con una diminuzione di €2.806 milioni rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 53,5%, per effetto della flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-37,2% e -43,1%, rispettivamente) e della minore produzione venduta (-6,8 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €300 milioni).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €114 milioni che riguardano essenzialmente plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez.

L'utile netto *adjusted* di €943 milioni è diminuito di €1.495 milioni rispetto al terzo trimestre 2008 per effetto del peggioramento della *performance* operativa, dei minori utili delle società collegate per l'andamento dello scenario, nonché dell'aumento del *tax rate* (+6,9 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

Nei **nove mesi 2009** l'utile operativo *adjusted* di €6.680 milioni è diminuito di €7.821 milioni rispetto ai nove mesi 2008, pari al 53,9%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-45,4% e -26,7% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-12 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €1 miliardo).

L'utile netto *adjusted* del settore Exploration & Production di €2.859 milioni è diminuito di €3.652 milioni (-56,1%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa, dei minori proventi su partecipazioni e dell'aumento del *tax rate* (+2,2 punti percentuali).

Gli *special item* di €29 milioni di proventi netti riguardano plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez, la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity* nonché svalutazioni di proprietà *oil&gas* nel Golfo del Messico, Nigeria ed Egitto.

## Andamento operativo

La produzione di idrocarburi del **terzo trimestre 2009** (1.678 mila boe/giorno) è diminuita di 86 mila boe/giorno rispetto al terzo trimestre 2008 (-4,9%) per effetto dei tagli produttivi OPEC (circa -25 mila boe/giorno), dell'impatto di fermate di impianti per 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 compensati dalla crescita/avvii in Congo, Kazakhstan, Norvegia, Venezuela e nel Golfo del Messico, anche a seguito dell'interruzione delle produzioni a causa degli uragani nello stesso periodo del 2008, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA (circa +50 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel terzo trimestre 2008).

La produzione di petrolio (957 mila barili/giorno) è diminuita di 58 mila barili/giorno, pari al 5,7%. Le riduzioni sono attribuibili al declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, e ai problemi legati alla sicurezza in Nigeria. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Golfo del Messico, per l'avvio del progetto Thunder-Hawk (25%) e Pegasus (58%); (ii) Congo, per la crescita del progetto Awa Paloukou (90%); (iii) Kazakhstan, per la migliore *performance* registrata; (iv) Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (26%).

La produzione di gas naturale (117 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4,1%. Le principali riduzioni hanno riguardato Libia, Italia e Nigeria. I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico e Kazakhstan, nonché in Congo, per l'avvio del progetto M'Boundi (83%) e Norvegia per l'avvio del progetto Tyrihans (6,23%) e Yttergryta (9,8%).

La produzione di idrocarburi dei **nove mesi 2009** (1.730 mila boe/giorno) è diminuita di 47 mila boe/giorno rispetto ai nove mesi 2008 (-2,6%) per effetto essenzialmente dei tagli produttivi OPEC (circa -28 mila boe/giorno), della minore produzione di gas destinata al mercato europeo, dell'impatto di fermate di impianti per problemi di sicurezza in Nigeria nonché del declino di giacimenti maturi. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli avvii/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico anche a seguito dell'interruzione delle produzioni a causa degli uragani nello stesso periodo del 2008, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA (circa +50 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nei nove mesi 2008).

La produzione di petrolio (pari a 985 mila barili/giorno) è diminuita di 23 mila barili/giorno, pari al 2,3%. Il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, è stato parzialmente assorbito dalla crescita registrata in Angola, Congo, Golfo del Messico e Venezuela.

La produzione di gas naturale (121 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,2%. Le principali riduzioni registrate in Italia, Libia e Nigeria sono state parzialmente compensate dagli aumenti registrati principalmente nel Golfo del Messico, Kazakhstan e Congo.

I **prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi** del trimestre sono diminuiti in media del 38,1% (40,3% nei nove mesi) per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (il *marker* Brent è diminuito del 40,5% nel trimestre; del 48,5% nei nove mesi).

Nel trimestre il prezzo medio di realizzo del **petrolio** Eni (-37,2%) è stato influenzato negativamente per 0,23\$/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 10,6 milioni di barili. 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 circa 48,1 milioni di barili a fine settembre 2009. Tali strumenti derivati furono attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

Nei nove mesi il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (-45,4%) è stato incrementato di 0,45\$/barile per effetto del regolamento degli strumenti derivati relativi a 31,6 milioni di barili venduti nel periodo indicato, come segue:  
 +0,79 \$/barile nel primo semestre per effetto della vendita di 21 milioni di barili;  
 -0,23 \$/barile nel terzo trimestre per effetto della vendita di 10,6 milioni di barili.

Senza questi effetti il prezzo medio di realizzo del petrolio sarebbe stato pari a 62,92 \$/barile nel trimestre (52,56 \$/barile nei nove mesi).

Il prezzo medio di realizzo del **gas** è diminuito del 43,1% (26,7% nei nove mesi) per effetto del *time-lag* di indicizzazione.

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi			
				2008	2009		
88,1	94,1	91,1	Volumi venduti	(milioni di barili)	270,8	278,1	
11,5	10,5	10,6	Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		34,5	31,6	
106,45	54,30	62,92	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati		(\$/barile)	103,05	52,56
(6,68)	0,13	(0,23)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati			(6,02)	0,45
99,77	54,43	62,69	Prezzo medio di realizzo			97,03	53,01

## Gas & Power

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	Novembre		Var. %
						2008	2009	
<b>7.378</b>	<b>5.619</b>	<b>5.511</b>	<b>(25,3)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>24.349</b>	<b>22.979</b>	<b>(5,6)</b>
<b>687</b>	<b>863</b>	<b>567</b>	<b>(17,5)</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>3.112</b>	<b>2.683</b>	<b>(13,8)</b>
(138)	18	41		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(276)	335	
37	(191)	113		Esclusione <i>special item</i> :		45	(244)	
	15	1		- oneri ambientali		14	18	
2	(5)			- plusvalenze nette su cessione di asset		2	(5)	
1	5	4		- oneri per incentivazione all'esodo		8	12	
35	(206)	108		- componente valutativa dei derivati su commodity		24	(269)	
(1)				- altro		(3)		
<b>586</b>	<b>690</b>	<b>721</b>	<b>23,0</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>2.881</b>	<b>2.774</b>	<b>(3,7)</b>
171	213	185	8,2	Mercato		1.277	1.172	(8,2)
293	390	450	53,6	Business regolati Italia <sup>(a)</sup>		1.226	1.309	6,8
122	87	86	(29,5)	Trasporto Internazionale		378	293	(22,5)
(2)	(6)	(7)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		(10)	(19)	
99	62	76		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		332	238	
(216)	(249)	(211)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(1.077)	(929)	
31,6	33,4	26,7		Tax rate (%)		33,6	31,0	
<b>467</b>	<b>497</b>	<b>579</b>	<b>24,0</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>2.126</b>	<b>2.064</b>	<b>(2,9)</b>
<b>433</b>	<b>361</b>	<b>344</b>	<b>(20,6)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>1.402</b>	<b>1.095</b>	<b>(21,9)</b>
				<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
<b>16,83</b>	<b>17,33</b>	<b>19,60</b>	<b>16,5</b>	<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>62,11</b>	<b>65,29</b>	<b>5,1</b>
10,97	7,90	8,92	(18,7)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		39,54	30,03	(24,1)
5,52	9,17	10,31	86,8	- Resto d'Europa		21,84	34,51	58,0
0,34	0,26	0,37	8,8	- Extra Europa		0,73	0,75	2,7
<b>1,97</b>	<b>1,67</b>	<b>1,52</b>	<b>(22,8)</b>	<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>6,44</b>	<b>5,69</b>	<b>(11,6)</b>
<b>18,80</b>	<b>19,00</b>	<b>21,12</b>	<b>12,3</b>	<b>Totale vendite e autoconsumi G&amp;P</b>		<b>68,55</b>	<b>70,98</b>	<b>3,5</b>
1,37	1,46	1,40	2,2	E&P in Europa e Golfo del Messico		4,69	4,35	(7,2)
<b>20,17</b>	<b>20,46</b>	<b>22,52</b>	<b>11,7</b>	<b>Totale vendite mondo</b>		<b>73,24</b>	<b>75,33</b>	<b>2,9</b>
				<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>63,40</b>	<b>55,34</b>	<b>(12,7)</b>
11,41	9,62	9,77	(14,4)	Per conto Eni		38,64	29,81	(22,9)
6,61	8,19	7,47	13,0	Per conto Terzi		24,76	25,53	3,1
<b>7,62</b>	<b>7,57</b>	<b>9,19</b>	<b>20,6</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>22,99</b>	<b>24,54</b>	<b>6,7</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 **terzo trimestre 2009** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €721 milioni con un incremento di €135 milioni rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 23%, per effetto essenzialmente del miglioramento dei risultati dei *Business regolati Italia* che beneficiano del confronto favorevole con il trimestre precedente in funzione della nuova modalità di calcolo delle tariffe della Distribuzione gas. L'utile operativo dell'attività Mercato è in leggera crescita (+ €14 milioni) per effetto essenzialmente di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €144 milioni. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri, gli *IFRS* non consentono il rinvio dell'impatto di tali derivati al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (v. pag. 19) che evidenzia una flessione di €166 milioni nel trimestre.

La *performance* dell'attività Mercato nel trimestre risente principalmente del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia dovuto alla recessione economica.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2009 di €579 milioni è aumentato di €112 milioni rispetto al terzo trimestre 2008 (+24%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa e della riduzione del *tax rate* (-4,9 punti percentuali), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Nei **nove mesi 2009** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.774 milioni con una diminuzione di €107 milioni rispetto ai nove mesi 2008, pari al 3,7%, per effetto essenzialmente del peggioramento dell'attività Mercato (- €105 milioni) che ha risentito del calo della domanda di gas, in particolare in Italia. Il risultato è stato influenzato dall'andamento positivo dello scenario in particolare per i parametri energetici e dai proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €27 milioni. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri gli *IFRS* non consentono il rinvio dell'impatto di tali derivati al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (- €142 milioni, v. pag. 19) che conferma l'andamento negativo del *business*. In flessione anche l'attività Trasporto internazionale.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi 2009 di €2.064 milioni è diminuito di €62 milioni rispetto ai nove mesi 2008 (-2,9%) 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 del *tax rate* (-2,6 punti percentuali).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* pari a oneri netti di €113 milioni nel trimestre e a proventi netti di €244 milioni nei nove mesi si riferiscono principalmente alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (perdite di €108 milioni nel trimestre e proventi di €269 milioni nei nove mesi) dell'attività Mercato descritti al paragrafo precedente.

## Andamento operativo

### *Mercato*

L'utile operativo *adjusted* del **terzo trimestre 2009** di €185 milioni è aumentato di €14 milioni rispetto al terzo trimestre 2008 per effetto essenzialmente di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €144 milioni. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri gli *IFRS* non consentono il rinvio dell'impatto di tali derivati al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (v. pag. 19) che evidenzia una flessione di €166 milioni. La *performance* dell'attività Mercato nel trimestre risente principalmente del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia dovuto alla recessione economica.

L'utile operativo *adjusted* dei **nove mesi 2009** di €1.172 milioni è diminuito di €105 milioni rispetto ai nove mesi 2008 per effetto essenzialmente delle minori vendite di gas delle società consolidate sul mercato Italia (-24,1%) a causa dell'impatto della recessione economica. Questo fattore negativo è stato parzialmente compensato dall'effetto scenario positivo in particolare 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. Il risultato è stato influenzato per €27 milioni da proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura. Benché tale effetto possa essere considerato una rettifica di ricavi futuri gli *IFRS* non consentono il rinvio dell'impatto di tali derivati al *reporting period* di rilevazione di tali ricavi. A questo proposito è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (- €142 milioni, v. pag. 19) che conferma l'andamento negativo del *business*.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
<b>10,97</b>	<b>7,90</b>	<b>8,92</b>	<b>(18,7)</b>	<b>ITALIA</b>	<b>39,57</b>	<b>30,03</b>	<b>(24,1)</b>
0,78	0,94	0,70	(10,3)	- Grossisti	5,23	4,45	(14,9)
0,73	0,24	0,24	(67,1)	- Gas release	2,85	0,89	(68,8)
0,78	0,29	0,63	(19,2)	- PSV e borsa	1,30	1,02	(21,5)
2,06	1,97	1,87	(9,2)	- Industriali	7,27	5,96	(18,0)
0,09	0,12	0,09		- PMI e terziario	0,68	0,69	1,5
4,68	2,35	3,39	(27,6)	- Termoelettrici	13,72	8,39	(38,8)
0,43	0,74	0,45	4,7	- Residenziali	4,15	4,32	4,1
1,42	1,25	1,55	9,2	- Autoconsumi	4,37	4,31	(1,4)
<b>9,20</b>	<b>12,56</b>	<b>13,60</b>	<b>47,8</b>	<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>33,67</b>	<b>45,30</b>	<b>34,5</b>
<b>7,07</b>	<b>10,65</b>	<b>11,65</b>	<b>64,8</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>27,08</b>	<b>39,48</b>	<b>45,8</b>
1,54	2,36	2,07	34,4	- Importatori in Italia	8,38	7,84	(6,4)
5,53	8,29	9,58	73,2	- Mercati europei	18,70	31,64	69,2
1,95	1,70	1,92	(1,5)	<i>Penisola Iberica</i>	5,58	5,17	(7,3)
0,82	0,95	1,09	32,9	<i>Germania - Austria</i>	3,47	3,77	8,6
	2,16	2,85	..	<i>Belgio</i>		10,11	..
0,30	0,17	0,30		<i>Ungheria</i>	1,89	1,76	(6,9)
0,74	1,01	1,02	37,8	<i>Nord Europa</i>	2,21	3,00	35,7
1,08	1,02	1,17	8,3	<i>Turchia</i>	3,72	3,49	(6,2)
0,43	1,02	1,02	..	<i>Francia</i>	1,46	3,38	..
0,21	0,26	0,21		<i>Altro</i>	0,37	0,96	..
<b>0,76</b>	<b>0,45</b>	<b>0,55</b>	<b>(27,6)</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>1,90</b>	<b>1,47</b>	<b>(22,6)</b>
<b>1,37</b>	<b>1,46</b>	<b>1,40</b>	<b>2,2</b>	<b>E&amp;P in Europa e Golfo del Messico</b>	<b>4,69</b>	<b>4,35</b>	<b>(7,2)</b>
<b>20,17</b>	<b>20,46</b>	<b>22,52</b>	<b>11,7</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>73,24</b>	<b>75,33</b>	<b>2,9</b>

Le **vendite di gas naturale** del **terzo trimestre 2009** sono state di 22,52 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 un aumento di 2,35 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2008, pari all'11,7%, dovuto al contributo dell'acquisizione di Distrigas (+3,31 miliardi di metri cubi).

Le vendite in Italia sono state di 8,92 miliardi di metri cubi con un decremento di 2,05 miliardi di metri cubi, pari al 18,7%, dovuto al forte calo registrato nel settore termoelettrico (-1,29 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, nel settore industriale (-0,19 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva. 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. Le vendite internazionali di 13,60 miliardi di metri cubi sono aumentate di 4,40 miliardi di metri cubi, pari al 47,8%, principalmente per il contributo di Distrigas (+3,31 miliardi di metri cubi). Crescite organiche dei volumi sono state registrate in particolare nei mercati di Francia (+0,32 miliardi di metri cubi) per le azioni commerciali in atto e l'ampliamento del portafoglio clienti e Germania - Austria (+0,23 miliardi di metri cubi). In aumento anche le vendite in Nord Europa (+0,28 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di gas naturale** dei **nove mesi 2009** sono state di 75,33 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 un aumento di 2,09 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2008, pari al 2,9%, dovuto al contributo dell'acquisizione di Distrigas (+11,84 miliardi di metri cubi), in parte assorbito dal calo della domanda di gas in Europa per effetto della recessione economica.

Le vendite in Italia sono state di 30,03 miliardi di metri cubi con un decremento di 9,54 miliardi di metri cubi, pari al 24,1%, dovuto alla significativa riduzione registrata nei settori termoelettrico (-5,33 miliardi di metri cubi) e industriale (-1,31 miliardi di metri cubi) per effetto della recessione economica e del maggiore ricorso alla produzione idroelettrica, nonché, in misura minore, nelle vendite ai grossisti (-0,78 miliardi di metri cubi) a seguito anche della pressione competitiva. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle

vendite ai residenziali (+0,17 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate nei primi mesi del 2009 rispetto all'anno precedente.

Le vendite internazionali di 45,30 miliardi di metri cubi sono aumentate di 11,63 miliardi di metri cubi, pari al 34,5%, principalmente per il contributo di Distrigas. Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+0,94 miliardi di metri cubi) nonché in Nord Europa (+0,79 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,54 miliardi di metri cubi), nei mercati di Penisola Iberica (-0,41 miliardi di metri cubi) e Turchia (-0,23 miliardi di metri cubi), nonché nei volumi Exploration & Production (-0,34 miliardi di metri cubi, pari al 7,2%) in particolare in Europa.

Le **vendite di energia elettrica** di 9,19 TWh nel terzo trimestre 2009 e di 24,54 TWh nei nove mesi 2009 sono aumentate rispettivamente del 20,6% e del 6,7%. Nonostante il calo della domanda elettrica, l'incremento riflette la maggiore attività di commercializzazione. L'incremento ha riguardato principalmente le vendite sul mercato libero e in misura inferiore quelle sulla borsa.

#### *Business regolati Italia*

L'**utile operativo adjusted** del **terzo trimestre 2009** di €450 milioni è aumentato di €157 milioni rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 53,6%, per effetto dell'incremento: (i) dell'attività Distribuzione che evidenzia un miglioramento (+€118 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*; (ii) dell'attività Trasporto (+€23 milioni) per effetto essenzialmente del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei volumi dovuta alla contrazione della domanda gas in Italia.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €43 milioni (€27 milioni nel terzo trimestre 2008).

L'**utile operativo adjusted** dei **nove mesi 2009** di €1.309 milioni è aumentato di €83 milioni rispetto ai nove mesi 2008, pari al 6,8%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+€93 milioni) dovuto prevalentemente al citato nuovo impianto tariffario, in parte attenuato dalla contrazione del risultato dell'attività Trasporto, penalizzata dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-€35 milioni).

I risultati dell'attività di stoccaggio sono in lieve crescita rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (€169 milioni e €144 milioni rispettivamente nei nove mesi 2009 e 2008).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** (17,24 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2009 e 55,34 miliardi di metri cubi nei nove mesi 2009) sono diminuiti di 0,78 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 4,3% (-8,06 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2008) per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

Nell'ambito dell'**attività di stoccaggio** sono stati immessi in giacimento 7,3 miliardi di metri cubi nei nove mesi 2009 con un aumento di 1,6 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (3 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2009 con un aumento di 0,7 miliardi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

#### *Trasporto internazionale*

L'**utile operativo adjusted** del **terzo trimestre 2009** di €86 milioni (€293 milioni nei nove mesi 2009) è diminuito di €36 milioni rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 29,5% (- €85 milioni rispetto ai nove mesi 2008, per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività della linea del gasdotto TMPC 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)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
787	821	703	(10,7)	<b>EBITDA proforma adjusted</b>	<b>3.370</b>	<b>3.244</b>	<b>(3,7)</b>
377	374	211	(44,0)	Mercato	1.911	1.769	(7,4)
6	(15)	(150)		di cui: +/- rettifica derivati commodity	4	10	
235	301	338	43,8	Business regolati Italia	915	982	7,3
175	146	154	(12,0)	Trasporto internazionale	544	493	(9,4)

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 settembre 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% delle società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas SpA 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* proforma *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* proforma *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* proforma *adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

## Refining & Marketing

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var.% III trim. 09 vs 08	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre		Var.%
2008	2009	2009	09 vs 08			2008	2009	
13.843	7.735	8.582	(38,0)	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b> <sup>(a)</sup>		38.083	22.703	(40,4)
428	47	34	(92,1)	<b>Utile operativo</b>		1.204	321	(73,3)
(218)	(258)	(173)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.034)	(640)	
17	105	29		Esclusione <i>special item</i>		166	158	
				di cui:				
(21)				Oneri (proventi) non ricorrenti		(21)		
38	105	29		Altri <i>special item</i> :		187	158	
22	15	19		- oneri ambientali		28	41	
1	46	12		- svalutazioni		150	64	
10	2	(2)		- plusvalenze nette su cessione di asset		10	(1)	
	15			- accantonamenti a fondo rischi			15	
4	3	3		- oneri per incentivazione all'esodo		10	11	
(11)	24	(3)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(11)	28	
12				- altro				
227	(106)	(110)	..	<b>Utile operativo adjusted</b>		336	(161)	..
47	4	22		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		111	61	
(97)	3	40		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(146)	21	
35,4	..	..		Tax rate (%)		32,7	..	
177	(99)	(48)	..	<b>Utile netto adjusted</b>		301	(79)	..
193	132	164	(15,0)	<b>Investimenti</b>		543	381	(29,8)
				<b>Margine di raffinazione</b>				
6,37	3,61	2,34	(63,3)	Brent	(\$/bbl)	6,07	3,76	(38,1)
4,24	2,65	1,64	(61,3)	Brent	(€/bbl)	3,99	2,75	(31,1)
8,51	3,90	2,26	(73,4)	Brent/Ural	(\$/bbl)	8,60	4,14	(51,9)
				<b>Lavorazioni e vendite</b>	(milioni di tonnellate)			
6,71	5,91	6,42	(4,3)	<b>Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute</b>		19,40	18,05	(7,0)
7,75	7,11	7,94	2,5	Lavorazioni in conto proprio in Italia		22,66	22,10	(2,5)
1,37	1,21	1,35	(1,5)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		4,11	3,84	(6,6)
9,12	8,32	9,29	1,9	<b>Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero</b>		26,77	25,94	(3,1)
2,28	2,31	2,36	3,5	Rete Italia		6,52	6,77	3,8
0,84	0,76	0,80	(4,8)	Rete resto d'Europa		2,45	2,25	(8,2)
3,12	3,07	3,16	1,3	<b>Rete Europa</b>		8,97	9,02	0,6
2,90	2,25	2,43	(16,2)	Extrarrete Italia		8,26	7,09	(14,2)
1,02	0,85	0,94	(7,8)	Extrarrete resto d'Europa		2,94	2,70	(8,2)
3,92	3,10	3,37	(14,0)	<b>Extrarrete Europa</b>		11,20	9,79	(12,6)
0,15	0,12	0,10	(33,3)	Extrarrete altro estero		0,43	0,31	(27,9)
7,34	4,87	4,71	(35,8)	Altre vendite		16,45	14,35	(12,8)
14,53	11,16	11,34	(22,0)	<b>Totale vendite</b>		37,05	33,47	(9,7)
0,48			..	Penisola Iberica		1,52		..
15,01	11,16	11,34	(24,5)	<b>TOTALE</b>		38,57	33,47	(13,2)
				<b>Vendite per area geografica</b>				
7,09	6,72	6,88	(3,0)	Italia		21,40	19,78	(7,6)
2,34	1,61	1,74	(25,6)	Resto d'Europa		6,91	4,95	(28,4)
5,58	2,83	2,72	(51,3)	Altro estero		10,26	8,74	(14,8)

(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) Escludono gli *special item*.

## Risultati

Nel **terzo trimestre 2009** il settore Refining & Marketing ha conseguito la perdita operativa *adjusted* di €110 milioni con un peggioramento di €337 milioni rispetto al terzo trimestre 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione, dovuta all'andamento negativo dello scenario, e dell'indebolimento

della *performance* operativa dell'attività commerciale in Italia a causa della flessione dei margini di distribuzione e della riduzione delle vendite di prodotti per il calo della domanda.

La perdita netta *adjusted* del terzo trimestre 2009 pari a €48 milioni rispetto all'utile di €177 milioni del trimestre 2008 risente del peggioramento della *performance* operativa e dei minori utili delle imprese partecipate.

Nei **nove mesi 2009** il settore Refining & Marketing ha conseguito la perdita operativa *adjusted* di €161 milioni con un peggioramento di €497 milioni rispetto ai nove mesi 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione dovuta all'andamento negativo dello scenario. La perdita netta *adjusted* è stata di €79 milioni con un peggioramento di €380 milioni rispetto ai nove mesi del 2008 (che hanno chiuso con l'utile di €301 milioni), per effetto della significativa flessione operativa nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€29 milioni nel trimestre; €158 milioni nei nove mesi) riguardano principalmente svalutazioni di *goodwill* rilevate 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*.

## Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 9,29 milioni di tonnellate con un aumento dell'1,9% rispetto al terzo trimestre 2008. In Italia l'aumento dei volumi (+2,5%) è dovuto alla sostituzione con volumi propri di minori lavorazioni in conto terzi. All'estero la flessione delle lavorazioni è attribuibile al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda in particolare in Repubblica Ceca.

Escludendo l'impatto della cessione delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-0,48 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi del trimestre (11,34 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,19 milioni di tonnellate rispetto al terzo trimestre 2008, pari al 22%. In controtendenza i volumi commercializzati sulla rete Italia (2,36 milioni di tonnellate; +3,5%) che hanno beneficiato delle maggiori vendite in modalità "Iperself" e dell'effetto delle campagne promozionali in particolare sulla rete ordinaria. L'incremento ha riguardato in particolare le vendite di gasolio. La quota di mercato media del trimestre è del 31,6% in aumento di 0,3 punti percentuali rispetto al terzo trimestre 2008.

Le vendite extrarete in Italia (2,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 470 mila tonnellate, pari al 16,2%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuto alla recessione economica.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 0,8 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 40 mila tonnellate, pari al 4,8%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (0,94 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 80 mila tonnellate, pari al 7,8% essenzialmente in Repubblica Ceca e Germania.

Nei **nove mesi 2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 25,94 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,1% rispetto ai nove mesi 2008. In Italia la riduzione dei volumi (-2,5%) ha riguardato alcune raffinerie per il bilanciamento delle lavorazioni rispetto all'andamento sfavorevole dello scenario che ha comportato anche 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 alla chiusura del sito di Ingolstadt in Germania.

A struttura costante le vendite complessive sono diminuite di circa 3,5 milioni di tonnellate (-9,7%).

Le vendite sulla rete in Italia (6,77 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 250 mila tonnellate, pari al 3,8%, per effetto delle campagne di *marketing* e delle politiche di *pricing* attuate. La quota di mercato media dei nove mesi è del 31,6% in aumento di 1,3 punti percentuali rispetto ai nove mesi 2008 (30,3%).

Le vendite extrarete in Italia (7,09 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,17 milioni di tonnellate, pari al 14,2%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuto alla recessione economica.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (2,25 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 200 mila tonnellate, pari al 8,2%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (2,70 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 240 mila tonnellate essenzialmente in Repubblica Ceca, Germania e Svizzera.

# Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Novembre		
					2008	2009	Var. %
28.144	18.267	19.142	(32,0)	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	83.532	61.150	(26,8)
58	141	333	..	Altri ricavi e proventi	466	834	79,0
(20.014)	(13.624)	(14.207)	29,0	Costi operativi	(59.520)	(45.804)	23,0
21				di cui (oneri) proventi non ricorrenti	21		
(37)	31	(87)	..	Altri proventi e oneri operativi <sup>(b)</sup>	32	(39)	..
(1.912)	(2.410)	(1.964)	(2,7)	Ammortamenti e svalutazioni	(6.301)	(6.552)	(4,0)
<b>6.239</b>	<b>2.405</b>	<b>3.217</b>	<b>(48,4)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>18.209</b>	<b>9.589</b>	<b>(47,3)</b>
(161)	(189)	(175)	(8,7)	Proventi (oneri) finanziari netti	(291)	(394)	(35,4)
347	214	194	(44,1)	Proventi netti su partecipazioni	1.216	552	(54,6)
<b>6.425</b>	<b>2.430</b>	<b>3.236</b>	<b>(49,6)</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>19.134</b>	<b>9.747</b>	<b>(49,1)</b>
(3.336)	(1.390)	(1.747)	47,6	Imposte sul reddito	(8.818)	(5.108)	42,1
51,9	57,2	54,0		Tax rate (%)	46,1	52,4	
3.089	1.040	1.489	(51,8)	Utile netto	10.316	4.639	(55,0)
				di cui:			
<b>2.941</b>	<b>832</b>	<b>1.240</b>	<b>(57,8)</b>	- utile netto di competenza Eni	<b>9.699</b>	<b>3.976</b>	<b>(59,0)</b>
148	208	249	68,2	- utile netto di terzi azionisti	617	663	7,5
<b>2.941</b>	<b>832</b>	<b>1.240</b>	<b>(57,8)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>9.699</b>	<b>3.976</b>	<b>(59,0)</b>
(187)	(143)	(108)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(970)	(160)	
159	213	20		Esclusione special item	(520)	(3)	
				di cui:			
(21)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		
180	213	20		- altri special item	(499)	(3)	
<b>2.913</b>	<b>902</b>	<b>1.152</b>	<b>(60,5)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni <sup>(c)</sup></b>	<b>8.209</b>	<b>3.813</b>	<b>(53,6)</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)

Nove mesi 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>6.709</b>	<b>2.683</b>	<b>321</b>	<b>(514)</b>	<b>854</b>	<b>(205)</b>	<b>(321)</b>	<b>62</b>	<b>9.589</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		335	(640)	95					(210)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		18	41			45			104
svalutazioni	215		64	97		6			382
plusvalenze nette su cessione di asset	(278)	(5)	(1)		(4)	(2)			(290)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	11	12	11	3		4	20		61
componente valutativa dei derivati su commodity	23	(269)	28	(3)	(14)				(235)
altro						(36)	44		8
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(29)</b>	<b>(244)</b>	<b>158</b>	<b>97</b>	<b>(18)</b>	<b>13</b>	<b>64</b>		<b>41</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>6.680</b>	<b>2.774</b>	<b>(161)</b>	<b>(322)</b>	<b>836</b>	<b>(192)</b>	<b>(257)</b>	<b>62</b>	<b>9.420</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	34	(19)				28	(437)		(394)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	219	238	61		29	2			549
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(4.074)	(929)	21	67	(202)		45	(27)	(5.099)
Tax rate (%)	58,8	31,0	..		23,4				53,3
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>2.859</b>	<b>2.064</b>	<b>(79)</b>	<b>(255)</b>	<b>663</b>	<b>(162)</b>	<b>(649)</b>	<b>35</b>	<b>4.476</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									663
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>3.813</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>3.976</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(160)
Esclusione special item									(3)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>3.813</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Novembre 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>14.252</b>	<b>3.112</b>	<b>1.204</b>	<b>(352)</b>	<b>743</b>	<b>(193)</b>	<b>(381)</b>	<b>(176)</b>	<b>18.209</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(276)	(1.034)	(102)					(1.412)
<b>Esclusione special item</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>			(21)						(21)
<b>Altri special item:</b>	<b>249</b>	<b>45</b>	<b>187</b>	<b>168</b>		<b>40</b>	<b>203</b>		<b>892</b>
oneri ambientali		14	28			28			70
svalutazioni	343		150	172		3			668
plusvalenze nette su cessione di asset		2	10	(5)		(13)	(9)		(15)
accantonamenti a fondo rischi						20			20
oneri per incentivazione all'esodo	6	8	10	1		2	14		41
componente valutativa dei derivati su commodity	(95)	24	(11)				3		(79)
altro	(5)	(3)					195		187
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>249</b>	<b>45</b>	<b>166</b>	<b>168</b>		<b>40</b>	<b>203</b>		<b>871</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>14.501</b>	<b>2.881</b>	<b>336</b>	<b>(286)</b>	<b>743</b>	<b>(153)</b>	<b>(178)</b>	<b>(176)</b>	<b>17.668</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	47	(10)				(12)	(316)		(291)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	470	332	111	2	36	3	5		959
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(8.507)	(1.077)	(146)	65	(208)		198	63	(9.612)
Tax rate (%)	56,6	33,6	32,7		26,7				52,4
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>6.511</b>	<b>2.126</b>	<b>301</b>	<b>(219)</b>	<b>571</b>	<b>(162)</b>	<b>(291)</b>	<b>(113)</b>	<b>8.724</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									515
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>8.209</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>9.699</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(970)
Esclusione special item									(520)
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									(499)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>8.209</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo 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>2.557</b>	<b>567</b>	<b>34</b>	<b>(60)</b>	<b>274</b>	<b>(28)</b>	<b>(134)</b>	<b>7</b>	<b>3.217</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		41	(173)	(13)					(145)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		1	19						20
svalutazioni	(5)		12	8		2			17
plusvalenze nette su cessione di asset	(111)		(2)		(3)				(116)
oneri per incentivazione all'esodo	6	4	3			2	8		23
componente valutativa dei derivati su commodity	(4)	108	(3)		(4)				97
altro						(40)	44		4
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(114)</b>	<b>113</b>	<b>29</b>	<b>8</b>	<b>(7)</b>	<b>(36)</b>	<b>52</b>		<b>45</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.443</b>	<b>721</b>	<b>(110)</b>	<b>(65)</b>	<b>267</b>	<b>(64)</b>	<b>(82)</b>	<b>7</b>	<b>3.117</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(49)	(7)					(119)		(175)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	106	76	22		10	2			216
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.557)	(211)	40	19	(63)		18	(3)	(1.757)
Tax rate (%)	62,3	26,7	..		22,7				55,6
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>943</b>	<b>579</b>	<b>(48)</b>	<b>(46)</b>	<b>214</b>	<b>(62)</b>	<b>(183)</b>	<b>4</b>	<b>1.401</b>
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									249
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.152</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>1.240</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(108)
Esclusione special item									20
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.152</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo 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>5.209</b>	<b>687</b>	<b>428</b>	<b>(89)</b>	<b>276</b>	<b>(52)</b>	<b>(274)</b>	<b>54</b>	<b>6.239</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(138)	(218)	22					(334)
<b>Esclusione special item</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>			(21)						(21)
<b>Altri special item:</b>	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>(3)</b>		<b>1</b>	<b>200</b>		<b>313</b>
oneri ambientali			22						22
svalutazioni	33		1			1			35
plusvalenze nette su cessione di asset		2	10	(5)		(13)	(9)		(15)
oneri per incentivazione all'esodo	4	1	4	1		1	3		14
componente valutativa dei derivati su commodity	7	35	(11)				2		33
altro	(4)	(1)	12	1		12	204		224
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>17</b>	<b>(3)</b>		<b>1</b>	<b>200</b>		<b>292</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>5.249</b>	<b>586</b>	<b>227</b>	<b>(70)</b>	<b>276</b>	<b>(51)</b>	<b>(74)</b>	<b>54</b>	<b>6.197</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	15	(2)					(174)		(161)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	207	99	47		10	3	5		371
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(3.033)	(216)	(97)	13	(83)		91	(21)	(3.346)
Tax rate (%)	55,4	31,6	35,4		29,0				52,2
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>2.438</b>	<b>467</b>	<b>177</b>	<b>(57)</b>	<b>203</b>	<b>(48)</b>	<b>(152)</b>	<b>33</b>	<b>3.061</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									148
- utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.913</u>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>2.941</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(187)
Esclusione special item:									159
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									<u>180</u>
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.913</b>

(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	..		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
- utile netto adjusted di competenza Eni									902
<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.

## Analisi degli *special item*

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
(21)			<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>	<b>(21)</b>	
			<i>di cui:</i>		
(21)			accantonamenti (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust	(21)	
<b>313</b>	<b>334</b>	<b>45</b>	<b>Altri special item:</b>	<b>892</b>	<b>41</b>
35	358	17	svalutazioni	668	382
22	75	20	oneri ambientali	70	104
(15)	(9)	(116)	plusvalenze nette su cessione di asset	(15)	(290)
	11		accantonamenti a fondo rischi	20	11
14	22	23	oneri per incentivazione all'esodo	41	61
33	(127)	97	componente valutativa dei derivati su commodity	(79)	(235)
224	4	4	altro	187	8
<b>292</b>	<b>334</b>	<b>45</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>871</b>	<b>41</b>
(2)	2	39	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(187)</b>	<b>31</b>
			<i>di cui:</i>		
			plusvalenza per cessione della partecipazione in GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)	(185)	
(131)	(123)	(64)	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(1.306)</b>	<b>(75)</b>
			<i>di cui:</i>		
(19)	(27)		effetti ex DL n.112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(556)	(27)
(19)			- di magazzino	(462)	
	(27)		- di attività per imposte anticipate	(94)	(27)
			effetti ex legge Finanziaria 2008	(290)	
			adeguamento fiscalità differita Libia	(173)	
(1)			altri	(41)	
(111)	(96)	(64)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(246)	(48)
<b>159</b>	<b>213</b>	<b>20</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>(622)</b>	<b>(3)</b>
			<i>di cui:</i>		
			- quota degli special item di competenza di terzi azionisti	(102)	
<b>159</b>	<b>213</b>	<b>20</b>	- quota degli special item di competenza Eni	<b>(520)</b>	<b>(3)</b>

## Dettaglio delle svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
2	324	17	Svalutazione asset materiali/immateriali	513	348
	23		Svalutazione goodwill		23
<b>2</b>	<b>347</b>	<b>17</b>	<b>Sub totale</b>	<b>513</b>	<b>371</b>
33	11		Svalutazione crediti assimilati ad attività correnti	155	11
<b>35</b>	<b>358</b>	<b>17</b>	<b>Totale svalutazioni</b>	<b>668</b>	<b>382</b>

## Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
5.249	2.064	2.443	(53,5)	Exploration & Production	14.501	6.680	(53,9)
586	690	721	23,0	Gas & Power	2.881	2.774	(3,7)
227	(106)	(110)	..	Refining & Marketing	336	(161)	..
(70)	(146)	(65)	7,1	Petrolchimica	(286)	(322)	(12,6)
276	297	267	(3,3)	Ingegneria & Costruzioni	743	836	12,5
(51)	(73)	(64)	(25,5)	Altre attività	(153)	(192)	(25,5)
(74)	(117)	(82)	(10,8)	Corporate e società finanziarie	(178)	(257)	(44,4)
54	(60)	7		Effetto eliminazione utili interni	(176)	62	
<b>6.197</b>	<b>2.549</b>	<b>3.117</b>	<b>(49,7)</b>		<b>17.668</b>	<b>9.420</b>	<b>(46,7)</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
8.815	5.683	5.325	(39,6)	Exploration & Production	26.536	17.153	(35,4)
7.378	5.619	5.511	(25,3)	Gas & Power	24.349	22.979	(5,6)
13.843	7.735	8.582	(38,0)	Refining & Marketing	38.083	22.703	(40,4)
1.742	1.027	1.162	(33,3)	Petrochimica	5.261	3.067	(41,7)
2.441	2.466	2.383	(2,4)	Ingegneria & Costruzioni	6.652	7.264	9,2
49	21	20	(59,2)	Altre attività	144	67	(53,5)
314	302	310	(1,3)	Corporate e società finanziarie	957	921	(3,8)
63	(5)	3		Effetto eliminazione utili interni	63	(16)	
(6.501)	(4.581)	(4.154)		Elisioni di consolidamento	(18.513)	(12.988)	
<b>28.144</b>	<b>18.267</b>	<b>19.142</b>	<b>(32,0)</b>		<b>83.532</b>	<b>61.150</b>	<b>(26,8)</b>

## Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var. % III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
19.066	12.537	13.195	(30,8)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	56.600	42.715	(24,5)
(21)				di cui: - oneri non ricorrenti	(21)		
40	101	16		- altri special item	230	126	
948	1.087	1.012	6,8	Costo lavoro	2.920	3.089	5,8
14	22	23		di cui: - incentivi per esodi agevolati	41	61	
<b>20.014</b>	<b>13.624</b>	<b>14.207</b>	<b>(29,0)</b>		<b>59.520</b>	<b>45.804</b>	<b>(23,0)</b>

## Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
(16)	(66)	1	Exploration & Production	85	(21)
(9)	1	(3)	- componente realizzata	(10)	2
(7)	(67)	4	- componente valutativa	95	(23)
(40)	149	(110)	Gas & Power	(15)	3
(5)	(57)	(2)	- componente realizzata	9	(266)
(35)	206	(108)	- componente valutativa	(24)	269
53	(66)	20	Refining & Marketing	(18)	(43)
42	(42)	17	- componente realizzata	(29)	(15)
11	(24)	3	- componente valutativa	11	(28)
(11)	1	2	Petrochimica	(2)	12
(11)	1	2	- componente realizzata	(2)	9
			- componente valutativa		3
	16	(3)	Ingegneria & Costruzioni		10
	4	(7)	- componente realizzata		(4)
	12	4	- componente valutativa		14
(23)	(3)	3	Corporate e società finanziarie	(18)	
(21)	(3)	3	- componente realizzata	(15)	
(2)			- componente valutativa	(3)	
<b>(37)</b>	<b>31</b>	<b>(87)</b>	<b>Totale</b>	<b>32</b>	<b>(39)</b>
<b>(4)</b>	<b>(96)</b>	<b>10</b>	- componente realizzata	<b>(47)</b>	<b>(274)</b>
<b>(33)</b>	<b>127</b>	<b>(97)</b>	- componente valutativa	<b>79</b>	<b>235</b>

## Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009	Var.% III trim. 09 vs 08		Nove mesi		
					2008	2009	Var. %
1.492	1.576	1.463	(1,9)	Exploration & Production	4.538	4.725	4,1
187	237	243	29,9	Gas & Power	553	720	30,2
102	98	102		Refining & Marketing	320	299	(6,6)
18	24	16	(11,1)	Petrolchimica	82	64	(22,0)
94	109	106	12,8	Ingegneria & Costruzioni	248	322	29,8
2	1	1	(50,0)	Altre attività	3	2	(33,3)
19	21	21	10,5	Corporate e società finanziarie	54	61	13,0
(4)	(3)	(5)		Effetto eliminazione utili interni	(10)	(12)	
<b>1.910</b>	<b>2.063</b>	<b>1.947</b>	<b>1,9</b>	<b>Ammortamenti</b>	<b>5.788</b>	<b>6.181</b>	<b>6,8</b>
<b>2</b>	<b>347</b>	<b>17</b>	<b>..</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>513</b>	<b>371</b>	<b>(27,7)</b>
<b>1.912</b>	<b>2.410</b>	<b>1.964</b>	<b>2,7</b>		<b>6.301</b>	<b>6.552</b>	<b>4,0</b>

## Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	100	219	71	26	(37)	379
Dividendi	110	11	32	2		155
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	2			10		12
Altri proventi netti	5			1		6
	<b>217</b>	<b>230</b>	<b>103</b>	<b>39</b>	<b>(37)</b>	<b>552</b>

## Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi		
				2008	2009	Var. ass.
			<b>Utile ante imposte</b>			
1.114	467	487	Italia	4.247	2.549	(1.698)
5.311	1.963	2.749	Eestero	14.887	7.198	(7.689)
<b>6.425</b>	<b>2.430</b>	<b>3.236</b>		<b>19.134</b>	<b>9.747</b>	<b>(9.387)</b>
			<b>Imposte sul reddito</b>			
368	341	186	Italia	774	1.193	419
2.968	1.049	1.561	Eestero	8.044	3.915	(4.129)
<b>3.336</b>	<b>1.390</b>	<b>1.747</b>		<b>8.818</b>	<b>5.108</b>	<b>(3.710)</b>
			<b>Tax rate (%)</b>			
33,0	73,0	38,2	Italia	18,2	46,8	28,6
55,9	53,4	56,8	Eestero	54,0	54,4	0,4
<b>51,9</b>	<b>57,2</b>	<b>54,0</b>		<b>46,1</b>	<b>52,4</b>	<b>6,3</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	30.06.2009	30.09.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 30.06.2009
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	59.255	61.199	61.535	2.280	336
Altre immobilizzazioni					
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.607	1.715	519	108
Attività immateriali	7.697	8.365	8.201	504	(164)
Partecipazioni	5.881	6.044	6.187	306	143
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.204	1.218	(1)	14
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(787)	(548)	(552)	235	(4)
	<b>74.461</b>	<b>77.871</b>	<b>78.304</b>	<b>3.843</b>	<b>433</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	6.082	5.477	5.659	(423)	182
Crediti commerciali	16.444	13.139	14.013	(2.431)	874
Debiti commerciali	(12.590)	(10.634)	(10.584)	2.006	50
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	(4.345)	(4.188)	1.135	157
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	(9.225)	(9.268)	238	(43)
Altre attività (passività) d'esercizio:					
Partecipazioni	2.741			(2.741)	
Altre attività (passività) <sup>(a)</sup>	(4.544)	(2.821)	(3.463)	1.081	(642)
	<b>(6.696)</b>	<b>(8.409)</b>	<b>(7.831)</b>	<b>(1.135)</b>	<b>578</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(947)</b>	<b>(966)</b>	<b>(976)</b>	<b>(29)</b>	<b>(10)</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>68.564</b>	<b>69.565</b>	<b>2.679</b>	<b>1.001</b>
<b>Patrimonio netto</b>					
di competenza: - Eni	44.436	46.684	45.334	898	(1.350)
- terzi azionisti	4.074	3.525	3.691	(383)	166
	<b>48.510</b>	<b>50.209</b>	<b>49.025</b>	<b>515</b>	<b>(1.184)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>18.355</b>	<b>20.540</b>	<b>2.164</b>	<b>2.185</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>66.886</b>	<b>68.564</b>	<b>69.565</b>	<b>2.679</b>	<b>1.001</b>

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €540 milioni (€582 milioni al 30 giugno 2009 e €410 milioni al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €285 milioni (€269 milioni al 30 giugno 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	30.06.2009	30.09.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 30.06.2009
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	19.873	22.438	1.601	2.565
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.908	5.682	6.820	(88)	1.138
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	13.929	14.191	15.618	1.689	1.427
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	(1.340)	(1.744)	195	(404)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	(107)	(85)	100	22
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	(71)	(69)	268	2
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>18.355</b>	<b>20.540</b>	<b>2.164</b>	<b>2.185</b>
<b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b>	<b>48.510</b>	<b>50.209</b>	<b>49.025</b>	<b>515</b>	<b>(1.184)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,38</b>	<b>0,37</b>	<b>0,42</b>	<b>0,04</b>	<b>0,05</b>

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

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2009 <sup>(a)</sup>
Eni SpA	509
Eni Coordination Center SA	362
	<b>871</b>

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

## Prestiti obbligazionari emessi nei primi 9 mesi 2009 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2009 <sup>(a)</sup> (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.500	euro	1.492	2019	fisso	4,13
	1.500	euro	1.538	2016	fisso	5,00
	1.000	euro	995	2015	fisso	4,00
	1.000	euro	992	2015	variabile	
			<b>5.017</b>			

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

## Riconduzione utile complessivo

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2008	2009
<b>Utile (perdita dell'esercizio)</b>	<b>10.316</b>	<b>4.639</b>
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	844	(1.331)
- Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	2	
- Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(464)	(318)
- 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	187	133
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo</b>	<b>569</b>	<b>(1.514)</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>	<b>10.885</b>	<b>3.125</b>
di competenza:		
- Eni	<b>10.254</b>	<b>2.487</b>
- terzi azionisti	631	638

## 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	3.125
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(346)
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.146)
Eliminazione <i>put option</i> riconosciuta a Publigaz	1.495
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542
Versamenti degli azionisti	13
Altre variazioni	(2)
<b>Totale variazioni</b>	<b>515</b>
<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 settembre 2009</b>	<b>49.025</b>
di competenza:	
- Eni	<b>45.334</b>
- terzi azionisti	3.691

## 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 settembre 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>4.248</b>	<b>2.586</b>	<b>141</b>	<b>6.547</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	<b>283</b>
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	<b>4.248</b>	<b>2.586</b>	<b>141</b>	<b>6.830</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	27.312	21.827	9.384	<b>65.734</b>
- a fine periodo	30.889	23.778	8.738	<b>71.098</b>
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>29.101</b>	<b>22.803</b>	<b>9.061</b>	<b>68.416</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>14,6</b>	<b>11,3</b>	<b>1,6</b>	<b>10,0</b>

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 settembre 2008	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>8.547</b>	<b>3.081</b>	<b>275</b>	<b>11.610</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	<b>310</b>
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	<b>8.547</b>	<b>3.081</b>	<b>275</b>	<b>11.920</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	23.269	19.463	6.321	<b>55.059</b>
- a fine periodo	27.312	21.630	8.449	<b>64.540</b>
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>25.291</b>	<b>20.547</b>	<b>7.385</b>	<b>59.800</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>33,8</b>	<b>15,0</b>	<b>3,7</b>	<b>19,9</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>	<b>7.900</b>	<b>2.648</b>	<b>521</b>	<b>10.795</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	<b>335</b>
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	<b>7.900</b>	<b>2.648</b>	<b>521</b>	<b>11.130</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	23.826	21.333	7.675	<b>59.194</b>
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	<b>67.609</b>
<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)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
<b>3.089</b>	<b>1.040</b>	<b>1.489</b>	<b>Utile netto</b>	<b>10.316</b>	<b>4.639</b>
			<i>a rettifica:</i>		
2.086	1.878	1.988	- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.960	5.944
4	(8)	(119)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(203)	(284)
3.287	1.311	1.840	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.549	5.037
<b>8.466</b>	<b>4.221</b>	<b>5.198</b>	<b>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</b>	<b>24.622</b>	<b>15.336</b>
(130)	871	(1.611)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.280)	427
(2.603)	(2.914)	(1.553)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(7.659)	(6.108)
<b>5.733</b>	<b>2.178</b>	<b>2.034</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>15.683</b>	<b>9.655</b>
(3.112)	(3.697)	(2.957)	Investimenti tecnici	(9.871)	(9.801)
(127)	(175)	(63)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.076)	(2.277)
91	3.093	292	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	564	3.567
(568)	(2.258)	4	Altre variazioni relative all'attività di investimento	13	(509)
<b>2.017</b>	<b>(859)</b>	<b>(690)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>4.313</b>	<b>635</b>
2.172	368	(87)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	343	383
(681)	1.057	2.997	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	1.429	1.674
(2.752)	(1.069)	(1.799)	Flusso di cassa del capitale proprio	(5.910)	(2.870)
56	(2)	(17)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	41	(17)
<b>812</b>	<b>(505)</b>	<b>404</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>216</b>	<b>(195)</b>

### VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
<b>2.017</b>	<b>(859)</b>	<b>(690)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>4.313</b>	<b>635</b>
(35)			Debiti e crediti finanziari società acquisite		
(488)	101	304	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(35)	
(2.752)	(1.069)	(1.799)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	136	71
<b>(1.258)</b>	<b>(1.827)</b>	<b>(2.185)</b>	Flusso di cassa del capitale proprio	(5.910)	(2.870)
			<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(1.496)</b>	<b>(2.164)</b>

## INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
2.001	2.759	2.089	Exploration & Production	6.365	6.996
433	361	344	Gas & Power	1.402	1.095
193	132	164	Refining & Marketing	543	381
52	36	36	Petrochimica	120	81
480	393	333	Ingegneria & Costruzioni	1.457	1.221
16	8	5	Altre attività	30	19
20	12	13	Corporate e società finanziarie	56	35
(83)	(4)	(27)	Elisioni di consolidamento	(102)	(27)
<b>3.112</b>	<b>3.697</b>	<b>2.957</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>9.871</b>	<b>9.801</b>

Gli **investimenti tecnici** di €9.801 milioni (€9.871 milioni nei nove mesi 2008) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.510 milioni), in particolare in Kazakistan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola e le attività di ricerca esplorativa (€944 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Stati Uniti, Libia, Egitto, Norvegia e Angola;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€561 milioni) e di distribuzione del gas (€208 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€200 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€262 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 (€97 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.221 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

# Investimenti tecnici per settore

## EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
<b>3</b>	<b>468</b>	<b>13</b>	<b>Acquisto di riserve <i>proved</i> e <i>unproved</i></b>	<b>624</b>	<b>490</b>
3	219	13	Africa Settentrionale	604	238
	73		Africa Occidentale	13	73
	176		Resto del mondo	7	179
<b>334</b>	<b>352</b>	<b>212</b>	<b>Esplorazione</b>	<b>1.315</b>	<b>944</b>
38	5	8	Italia	109	34
51	121	49	Africa Settentrionale	264	283
66	43	41	Africa Occidentale	205	158
32	33	40	Mare del Nord	180	97
14	7	3	Area Caspio	21	18
133	143	71	Resto del mondo	536	354
<b>1.645</b>	<b>1.907</b>	<b>1.859</b>	<b>Sviluppo</b>	<b>4.374</b>	<b>5.510</b>
137	185	127	Italia	396	486
307	296	392	Africa Settentrionale	849	1.066
415	544	414	Africa Occidentale	1.195	1.345
149	143	159	Mare del Nord	361	424
303	286	354	Area Caspio	738	883
334	453	413	Resto del mondo	835	1.306
<b>19</b>	<b>32</b>	<b>5</b>	<b>Altro</b>	<b>52</b>	<b>52</b>
<b>2.001</b>	<b>2.759</b>	<b>2.089</b>		<b>6.365</b>	<b>6.996</b>

## GAS & POWER

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
402	339	309	Italia	1.168	1.019
31	22	35	Estero	234	76
<b>433</b>	<b>361</b>	<b>344</b>		<b>1.402</b>	<b>1.095</b>
<b>48</b>	<b>31</b>	<b>47</b>	<b>Mercato e generazione elettrica</b>	<b>130</b>	<b>102</b>
25	16	34	- Mercato	66	60
3	5	3	Italia	16	8
22	11	31	Estero	50	52
23	15	13	- Generazione elettrica	64	42
<b>376</b>	<b>319</b>	<b>293</b>	<b>Business regolati Italia</b>	<b>1.088</b>	<b>969</b>
277	163	161	- Trasporto	806	561
49	79	64	- Distribuzione	134	208
50	77	68	- Stoccaggio	148	200
<b>9</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>Trasporto internazionale</b>	<b>184</b>	<b>24</b>
<b>433</b>	<b>361</b>	<b>344</b>		<b>1.402</b>	<b>1.095</b>

## REFINING & MARKETING

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009		Nove mesi	
				2008	2009
168	117	156	Italia	486	350
25	15	8	Estero	57	31
<b>193</b>	<b>132</b>	<b>164</b>		<b>543</b>	<b>381</b>
<b>120</b>	<b>87</b>	<b>127</b>	<b>Raffinazione, supply e logistica</b>	<b>371</b>	<b>262</b>
120	87	127	Italia	371	262
<b>60</b>	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>Marketing</b>	<b>141</b>	<b>97</b>
35	24	24	Italia	84	66
25	15	8	Estero	57	31
<b>13</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>Altre Attività</b>	<b>31</b>	<b>22</b>
<b>193</b>	<b>132</b>	<b>164</b>		<b>543</b>	<b>381</b>

# Exploration & Production

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009			Nove mesi	
					2008	2009
<b>1.764</b>	<b>1.733</b>	<b>1.678</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a)(b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.777</b>	<b>1.730</b>
196	169	161	Italia		202	168
666	567	567	Africa Settentrionale		648	576
352	343	344	Africa Occidentale		327	340
217	232	210	Mare del Nord		234	228
104	133	117	Area del Caspio		122	127
229	289	279	Resto del mondo		244	291
<b>154,4</b>	<b>154,2</b>	<b>147,6</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	<b>468,0</b>	<b>456,0</b>

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009			Nove mesi	
					2008	2009
<b>1.015</b>	<b>986</b>	<b>957</b>	<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	<b>1.008</b>	<b>985</b>
66	56	51	Italia		69	54
358	289	294	Africa Settentrionale		346	296
304	304	301	Africa Occidentale		281	299
131	130	124	Mare del Nord		139	131
69	87	76	Area del Caspio		80	82
87	120	111	Resto del mondo		93	123

## PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009			Nove mesi	
					2008	2009
<b>122</b>	<b>121</b>	<b>117</b>	<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a)(b)</sup>	(milioni di metri cubi/giorno)	<b>125</b>	<b>121</b>
21	18	18	Italia		22	19
50	45	44	Africa Settentrionale		49	46
8	6	7	Africa Occidentale		8	6
14	17	14	Mare del Nord		15	16
6	7	7	Area del Caspio		7	7
23	28	27	Resto del mondo		24	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 (8,3 e 7,9 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi del 2009 e 2008, rispettivamente e 8,3 e 7,8 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2009 e 2008, rispettivamente e 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2009).

## Petrolchimica

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009			Nove mesi 2008 2009	
			<b>Vendite</b>	(€ milioni)		
865	475	513	Petrolchimica di base		2.616	1.329
802	510	600	Polimeri		2.427	1.595
75	42	49	Altri ricavi		218	143
<b>1.742</b>	<b>1.027</b>	<b>1.162</b>			<b>5.261</b>	<b>3.067</b>
			<b>Produzioni</b>	(migliaia di tonnellate)		
1.308	1.155	1.095	Petrolchimica di base		4.222	3.270
577	559	517	Polimeri		1.799	1.596
<b>1.885</b>	<b>1.714</b>	<b>1.612</b>			<b>6.021</b>	<b>4.866</b>

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2008	II trim. 2009	III trim. 2009			Nove mesi 2008 2009	
			<b>Ordini acquisiti <sup>(a)</sup></b>			
270	1.303	1.544	Offshore		3.689	3.408
4.663	719	434	Onshore		5.718	2.774
547	15	(101)	Perforazioni mare		760	230
12	513	4	Perforazioni terra		796	537
<b>5.492</b>	<b>2.550</b>	<b>1.881</b>			<b>10.963</b>	<b>6.949</b>

(a) Al netto delle rinegoziazioni/cancellazioni.

(€ milioni)

	31.12.2008	30.09.2009
<b>Portafoglio ordini</b>	<b>19.105</b>	<b>18.354</b>