



## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL SECONDO TRIMESTRE E DEL PRIMO SEMESTRE 2008

PROPOSTA DI ACCONTO DIVIDENDO DI €0,65 PER AZIONE

- **Utile netto *adjusted*: €2,32 miliardi nel trimestre (+4,4%); €5,37 miliardi nel semestre (+9,6%)**
- **Utile netto: €3,44 miliardi nel trimestre (+51,6%); €6,76 miliardi nel semestre (+39,2%)**
- **Cash flow: €5,19 miliardi nel trimestre (€9,95 miliardi nel semestre)**
- **Produzione di idrocarburi nel trimestre: 1,77 milioni di barili/giorno +2,1%; escludendo l'effetto prezzo sui PSA +8,1% (+2,8% nel semestre; +8,1% escludendo l'effetto prezzo)**
- **Vendite di gas: 22,16 miliardi di metri cubi nel trimestre +7,7% (+8,6% nel semestre)**

San Donato Milanese, 31 luglio 2008 – Ieri sera il Consiglio di Amministrazione ha esaminato i risultati consolidati del secondo trimestre 2008 (non sottoposti a revisione contabile) ed ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2008 che sarà pubblicata entro il mese di agosto unitamente alla relazione della Società di revisione. Le principali risultanze della relazione finanziaria semestrale sono contenute nel presente comunicato.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*“In questo primo semestre Eni raggiunge risultati record grazie al tasso di crescita della produzione più elevato del settore e all'aumento dei prezzi del petrolio. Continuiamo a creare valore e a crescere con accordi strategici nell'Exploration & Production e con l'acquisizione di Distrigaz nel Gas & Power. In considerazione dell'eccellente risultato previsto per l'intero anno, proporrò al CdA dell'11 settembre un acconto sul dividendo di €0,65 per azione.”*

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 | RISULTATI ECONOMICI                                  | (€ milioni) | I semestre   |              | Var. %      |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|-------------|--------------|--------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |  |             | 2007         | 2008         |             |
| 4.218            | 6.178           | 5.723            | 35,7                        | Utile operativo                                      |             | 9.323        | 11.901       | 27,7        |
| 4.196            | 5.909           | 5.605            | 33,6                        | Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup>       |             | 9.449        | 11.514       | 21,9        |
| <b>2.267</b>     | <b>3.321</b>    | <b>3.437</b>     | <b>51,6</b>                 | <b>Utile netto</b> <sup>(b)</sup>                    |             | <b>4.855</b> | <b>6.758</b> | <b>39,2</b> |
| 0,62             | 0,91            | 0,94             | 51,6                        | - per azione (€) <sup>(c)</sup>                      |             | 1,32         | 1,85         | 40,2        |
| 1,67             | 2,73            | 2,94             | 76,0                        | - per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>                     |             | 3,51         | 5,66         | 61,3        |
| <b>2.220</b>     | <b>3.050</b>    | <b>2.318</b>     | <b>4,4</b>                  | <b>Utile netto <i>adjusted</i></b> <sup>(a)(b)</sup> |             | <b>4.900</b> | <b>5.368</b> | <b>9,6</b>  |
| 0,60             | 0,83            | 0,64             | 6,7                         | - per azione (€) <sup>(c)</sup>                      |             | 1,33         | 1,47         | 10,5        |
| 1,62             | 2,49            | 2,00             | 23,5                        | - per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>                     |             | 3,54         | 4,50         | 27,1        |

(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 26.

(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.

## Highlight finanziari

### Secondo trimestre 2008

- L'utile operativo *adjusted* di €5,61 miliardi è aumentato del 33,6% rispetto al secondo trimestre 2007 per effetto dell'incremento della *performance* operativa del settore Exploration & Production dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari e alla crescita della produzione, parzialmente compensati dall'impatto dell'apprezzamento del 15,9% dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori costi/ammortamenti. I settori Petrolchimica e Refining & Marketing hanno registrato un minor utile operativo.
- L'utile netto *adjusted* di €2,32 miliardi è aumentato del 4,4% per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa parzialmente assorbito dal maggiore *tax rate adjusted* (da 48,3% a 57,5%).
- Gli investimenti tecnici di €3,64 miliardi sono aumentati del 62,3% rispetto al secondo trimestre 2007 ed hanno riguardato principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'attività esplorativa, l'*upgrading* delle infrastrutture di trasporto del gas e della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem.
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €5,19 miliardi, unitamente agli incassi da dismissione di €145 milioni, ha consentito di coprire in buona parte i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3,64 miliardi, al pagamento del saldo dividendo 2007 (€2,55 miliardi) e all'acquisto di azioni proprie di €195 milioni (8 milioni di azioni). L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2008 ammonta a €16,56 miliardi con un aumento di €974 milioni rispetto al 31 marzo 2008.

### Primo semestre 2008

- L'utile operativo *adjusted* di €11,51 miliardi è aumentato del 21,9% rispetto al primo semestre 2007 per effetto dell'incremento della *performance* operativa del settore Exploration & Production, parzialmente compensato dalla riduzione dell'utile operativo dei settori Petrolchimica e Refining & Marketing.
- L'utile netto *adjusted* di €5,37 miliardi è aumentato del 9,6% per effetto del miglioramento della *performance* operativa parzialmente assorbito dal maggiore *tax rate adjusted* (da 47,4% a 52,4%).
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €9,95 miliardi, unitamente agli incassi da dismissione di €473 milioni, ha consentito di coprire pressoché interamente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €6,76 miliardi, al pagamento del saldo dividendo 2007 (€2,55 miliardi), al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1,7 miliardi) e all'acquisto di azioni proprie di €388 milioni (16,6 milioni di azioni). Al 30 giugno 2008 l'indebitamento finanziario netto di €16,56 miliardi aumenta di €238 milioni rispetto a fine 2007. La variazione dell'indebitamento è stata influenzata dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.
- Il ROACE<sup>(1)</sup> calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2008 è del 19,8% (21,4% per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2007).
- Il *leverage*<sup>(1)</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – è rimasto invariato a 0,38, livello del 31 dicembre 2007.

### Interim dividend 2008

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre e delle previsioni per l'intero 2008, l'Amministratore Delegato intende proporre al Consiglio di Amministrazione dell'11 settembre 2008 la distribuzione agli azionisti di un acconto dividendo di €0,65 per azione (€0,60 nel 2007, +8,3%) da mettere in pagamento a partire dal 25 settembre con stacco cedola il 22 settembre 2008.

(1) Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* v. pag. 38 e pag. 36, rispettivamente.

## Highlight operativi e di scenario

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 | PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI  | I semestre   |              |              |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|--------------|--------------|--------------|
|                  |                 |                  |                             |  | 2007         | 2008         | Var. %       |
| <b>1.736</b>     | <b>1.796</b>    | <b>1.772</b>     | <b>2,1</b>                  | <b>Produzione giornaliera di idrocarburi</b> (migliaia di boe)             | <b>1.735</b> | <b>1.784</b> | <b>2,8</b>   |
| 1.026            | 1.012           | 998              | (2,7)                       | - Petrolio (migliaia di barili)  | 1.028        | 1.005        | (2,2)        |
| 116              | 128             | 126              | 8,6                         | - Gas naturale (milioni di metri cubi)                                     | 115          | 127          | 10,4         |
| <b>20,58</b>     | <b>30,91</b>    | <b>22,16</b>     | <b>7,7</b>                  | <b>Vendite gas mondo</b> (miliardi di metri cubi)                          | <b>48,87</b> | <b>53,07</b> | <b>8,6</b>   |
| 1,02             | 1,84            | 1,48             | 45,1                        | - di cui: vendite E&P  | 2,24         | 3,32         | 48,2         |
| <b>8,86</b>      | <b>8,16</b>     | <b>7,21</b>      | <b>(18,6)</b>               | <b>Vendite di energia elettrica</b> (terawattora)                          | <b>16,24</b> | <b>15,37</b> | <b>(5,4)</b> |
| <b>3,18</b>      | <b>3,06</b>     | <b>3,21</b>      | <b>0,9</b>                  | <b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b> (milioni di tonnellate) | <b>6,06</b>  | <b>6,27</b>  | <b>3,5</b>   |

### Secondo trimestre 2008

- Produzione di idrocarburi: 1,772 milioni di boe/giorno, in aumento del 2,1% rispetto al secondo trimestre 2007 per effetto essenzialmente del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+88 mila boe/giorno), nonché dell'avvio di giacimenti in Egitto, Angola, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'impatto di fermate di impianti nel Regno Unito e in Australia e dal declino di giacimenti maturi in Italia. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 100 mila boe/giorno nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8,1%.
- Vendite di gas mondo: 22,16 miliardi di metri cubi, in aumento del 7,7% per effetto dell'incremento delle vendite internazionali (+18,7%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei.
- Prezzi medi di realizzo del petrolio e del gas in aumento mediamente del 58% trainati dall'incremento del prezzo di riferimento del Brent (+76,5% rispetto al secondo trimestre 2007).
- Componente scenario positiva sui margini di vendita del gas naturale per l'andamento favorevole del cambio.
- L'attività di raffinazione ha risentito dell'impatto di maggiori fermate per manutenzione, dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, nonché dei maggiori costi delle *utility* di raffinazione a fronte del miglioramento dello scenario in dollari; in flessione i margini commerciali sul mercato extrarete.

### Primo semestre 2008

- Produzione di idrocarburi: 1,784 milioni di boe/giorno, in aumento del 2,8% rispetto al primo semestre 2007 per effetto essenzialmente del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+103 mila boe/giorno) e dell'avvio di giacimenti in Egitto, Angola, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'impatto di fermate di impianti e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord, in Nigeria e Australia, nonché dal declino produttivo di giacimenti maturi. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 90 mila boe/giorno nei *PSA* e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8,1%.
- Vendite di gas mondo: 53,07 miliardi di metri cubi, in aumento dell'8,6% per effetto oltre che delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre, dell'incremento delle vendite internazionali (+20,1%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei.
- Prezzi medi di realizzo del petrolio e del gas in aumento mediamente del 52,4% trainati dall'incremento del prezzo di riferimento del Brent (+72,5% rispetto al primo semestre 2007).
- Componente scenario sui margini di vendita del gas naturale in flessione per l'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento.

## Acquisizione di Distrigaz SA

Il 29 maggio 2008, a conclusione di un processo d'asta al quale hanno partecipato tutti i principali operatori europei del settore, Eni ha firmato con la società francese Suez-Tractebel un contratto preliminare per l'acquisizione della quota di maggioranza del 57,243% nella società Distrigaz SA, quotata sul circuito Euronext Brussels, al prezzo di €2,74 miliardi, al quale corrisponde una valorizzazione della società di circa €4,8 miliardi. Distrigaz, principale operatore del mercato belga del gas naturale, ha venduto nel 2007 circa 17 miliardi di metri cubi prevalentemente a clienti industriali, grossisti e termoelettrici in Belgio e in altri mercati europei e possiede un portafoglio di contratti di approvvigionamento di lungo termine da Norvegia, Paesi Bassi e Qatar che copre circa il 90% delle vendite. L'acquisizione permetterà a Eni di consolidare la propria *leadership* nel mercato europeo del gas, conquistando una posizione chiave nel mercato del Belgio che, per grado di liquidità e centralità in termini di flussi fisici del gas, risulta essere strategico per lo sviluppo delle attività di commercializzazione e di *trading* in Europa. Il *closing* dell'acquisizione è atteso entro il 2008 ed è soggetto all'autorizzazione della Commissione Europea e ad altre condizioni, fra le quali in particolare quella della rinuncia all'esercizio della prelazione sulla quota oggetto di cessione da parte della *holding* delle municipalità belghe, Publigaz SCRL che detiene una quota del 31,254% nel capitale di Distrigaz. Successivamente al *closing*, Eni dovrà lanciare un'offerta pubblica di acquisto obbligatoria sulle rimanenti azioni Distrigaz. Eni e Publigaz hanno sottoscritto il 30 luglio 2008 il patto parasociale relativo alla *corporate governance* di Distrigaz che prevede altresì il diritto di Publigaz di vendere a Eni la propria partecipazione in Distrigaz secondo le modalità previste dal patto parasociale (*put option*). Publigaz ha contestualmente rinunciato al proprio diritto di prelazione sulla quota del 57,243% in Distrigaz SA.

Eni ha inoltre firmato un accordo preliminare per la possibile cessione a Suez di alcuni *asset* che rientrano nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* di Eni. In particolare gli *asset* Eni oggetto di cessione comprendono: (i) la rete di distribuzione del gas del bacino di Roma per complessivi 5.300 chilometri; (ii) partecipazioni in titoli esplorativi e in produzione. La negoziazione include anche contratti di lungo termine per la somministrazione di energia elettrica, fino a un massimo di 1.100 MW per un periodo di 20 anni, nonché per la vendita di volumi di gas per consegna in Italia e all'estero per un periodo fino a 20 anni, ed un'opzione per la fornitura di 0,9 miliardi di metri cubi/anno di GNL in gas equivalente nel Golfo del Messico per un periodo di 20 anni.

## Altre iniziative di portafoglio del semestre

- Definito un accordo di cooperazione con la Repubblica del Congo per l'estrazione di olio non convenzionale dai depositi di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola della superficie di circa 1.790 chilometri quadrati che in base a stime preliminari contengono rilevanti quantità di risorse. Eni intende valorizzare tali risorse attraverso la tecnologia proprietaria EST (*Eni Slurry Technology*) in grado di convertire completamente il barile pesante in prodotti leggeri di elevata qualità. L'accordo comprende anche la realizzazione, entro il 2009, di una centrale elettrica da 450 MW (Eni 20%) alimentata con il gas associato del campo di M'Boundi e la collaborazione nella produzione di bio-diesel.
- Firmato un *Memorandum of Understanding* con la società inglese Tullow Oil Limited per l'acquisizione nel Mare del Nord della quota del 52% e dell'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit e relative infrastrutture, in prossimità del gasdotto Interconnector. L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio della capacità di 5 miliardi di metri cubi a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito. Si tratterà del più grande impianto di stoccaggio dell'area. Il *closing* dell'operazione è atteso entro fine 2008.
- Firmato un accordo strategico con la compagnia di Stato PDVSA per la definizione di un piano di sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco della superficie di circa 670 chilometri quadrati che in base a stime preliminari contiene grandi riserve di olio pesante valorizzabile attraverso la tecnologia proprietaria EST (*Eni Slurry Technology*).
- Rinnovato il *Memorandum of Understanding* con la società petrolifera brasiliana Petrobras per lo sviluppo di progetti congiunti nella produzione e raffinazione di petrolio, produzione e commercializzazione di biocarburanti e lo studio delle possibili opzioni per la valorizzazione delle riserve di gas naturale scoperte da Eni nell'*offshore* del Brasile.
- Perfezionato nel giugno 2008 con effetti economici dal 1° gennaio 2008 l'accordo minerario strategico definito nell'ottobre 2007 tra Eni e la società petrolifera di Stato NOC che, tra l'altro, estende la durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas, e individua una serie di iniziative per la valorizzazione dell'ampia base di riserve, in particolare attraverso la realizzazione di importanti progetti gas.

- Definito un accordo con la società di stato Qatar Petroleum International per l'individuazione di opportunità congiunte di investimento nell'esplorazione e sviluppo degli idrocarburi.
- Nell'ambito dell'acquisizione della società inglese Burren Energy plc, è stata lanciata un'offerta pubblica d'acquisto obbligatoria sul 20% del capitale sociale della Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC), società petrolifera indiana quotata sui principali mercati azionari del Paese, nella quale Burren Energy deteneva una quota di partecipazione del 27,17%. L'esito dell'OPA è stato positivo e Eni, una volta completato il processo di offerta, dovrebbe portare la sua partecipazione al 47,17%.
- Firmato un *Memorandum of Understanding* nel settore termoelettrico in Egitto per la fornitura della tecnologia del ciclo combinato.
- Firmato d'intesa con il *partner* Altergaz (partecipata da Eni con il 38%) un accordo per l'acquisizione di una partecipazione del 17% da parte di entrambi i *partner* nel capitale azionario di Gaz de Bordeaux Energie Services SAS, società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. L'accordo comprende la fornitura decennale a Gaz de Bordeaux Energie Services di circa 250 milioni di metri cubi di gas/anno che saranno commercializzati a clienti residenziali, commerciali e industriali.
- Firmato un contratto per la vendita di gas in Russia per la produzione di energia elettrica. L'accordo segna l'avvio delle attività Eni di commercializzazione del gas in Russia.
- Avviati i giacimenti Oooguruk in Alaska (Eni 30%), Mondo (Eni 20%) nell'*offshore* angolano e Corocoro (Eni 26%) in Venezuela. Completato l'*upgrading* della capacità di trattamento dell'impianto di Bhit in Pakistan con lo *start-up* del giacimento Badhra (Eni 40%, operatore).
- Sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento di petrolio Nikaitchuq (Eni 100%) in Alaska. L'avvio della produzione è atteso a fine 2009.
- Approvata l'area di sviluppo del giacimento a olio di Kitan dalla Timor Sea Designated Authority (TSDA) a seguito della dichiarazione di scoperta commerciale da parte dell'operatore Eni (quota 40%). La scoperta è localizzata nel permesso 06-105 della *Joint Petroleum Development Area* (JPDA) a circa 170 chilometri dalle coste di Timor Est e 500 chilometri da quelle australiane.
- In esito alla partecipazione ad una gara internazionale, è stato ottenuto con il ruolo di operatore il blocco esplorativo West Timor in Indonesia dell'estensione di 4.075 chilometri quadrati localizzati *offshore* ed *onshore*.
- Negli Stati Uniti, in esito alla partecipazione a gare competitive, sono stati ottenuti 32 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico in prossimità di *facility* in produzione operate da Eni, e 18 blocchi esplorativi in Alaska.
- Conseguiti successi esplorativi in:
  - (i) Regno Unito con un'ulteriore scoperta a gas e condensati presso quella recente di Jasmine (Eni 33%). Le due scoperte saranno sviluppate congiuntamente in sinergia con le *facility* esistenti nell'area. La scoperta a petrolio e gas Kinnoul (Eni 16,67%) sarà sviluppata in sinergia con le *facility* di produzione di Andrew (Eni 16,21%);
  - (ii) Norvegia con i pozzi di scoperta a gas Afrodite (Eni 45%, operatore) e Gamma (Eni 17%) e l'*appraisal* positivo di Marulk (Eni 20%, operatore);
  - (iii) Egitto con la significativa scoperta a gas Satis (Eni 50%) nell'*offshore* del Delta del Nilo nell'ambito delle iniziative per assicurare le forniture per l'espansione dell'impianto GNL di Damietta;
  - (iv) Golfo del Messico con le scoperte a olio Kodiak (Eni 25%), nelle vicinanze della piattaforma operata di Devil's Tower, Appaloosa/Aransas (100% operate) e Stones-3 (Eni 15%);
  - (v) Angola con la scoperta a olio Sangos -1 nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore). La scoperta è stata dichiarata di interesse commerciale;
  - (vi) Italia con la significativa scoperta a gas Cassiopea (Eni 60%, operatore) nell'*offshore* siciliano.

## Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2008 sono confermate positive, in particolare:

- **produzione di idrocarburi:** prevista in crescita di circa il 2% rispetto al 2007 (1,736 milioni di boe/giorno nel 2007) assumendo lo scenario aziendale di prezzo del Brent di 112 \$/barile per l'intero 2008. Il contributo degli asset acquisiti nel 2007 e nel 2008 in Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan, nonché gli avvii di giacimenti in Angola, Egitto, Venezuela, Congo, Pakistan e Stati Uniti, sosterranno la crescita a fronte del declino delle produzioni mature e dell'impatto dei minori *entitlement* nei contratti di *production sharing* (PSA). La crescita della produzione è confermata solida nel medio termine in presenza di prezzi elevati; in particolare assumendo un prezzo del Brent a 120 \$/barile fino al 2011, Eni stima un tasso di crescita medio annuo della produzione del 3%. Inoltre Eni rivede al rialzo le assunzioni di lungo termine di prezzo del petrolio a 65 \$/barile (in termini reali 2012);
- **volumi venduti di gas nel mondo:** in aumento di circa il 3% rispetto al 2007 (98,96 miliardi di metri cubi nel 2007). L'incremento, che non considera l'acquisizione di Distrigaz, sarà sostenuto dalla crescita attesa nelle vendite internazionali, in particolare nei mercati *target* del resto d'Europa e nel *business* GNL, dal favorevole effetto climatico registrato nel primo trimestre, nonché dal pieno contributo delle operazioni gas nel Golfo del Messico;
- **lavorazioni in conto proprio:** sostanzialmente invariate rispetto al 2007 (37,15 milioni di tonnellate nel 2007) per effetto delle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska a seguito dell'incremento della quota di partecipazione avvenuta nel 2007, in parte assorbite dalla flessione attesa in Italia, in particolare sulla raffineria di Livorno, per effetto dello scenario negativo e sulla raffineria di Venezia per la fermata generale di manutenzione degli impianti; in aumento le lavorazioni su Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in crescita di circa il 2% rispetto al 2007 (11,8 milioni di tonnellate nel 2007 escluse vendite in Penisola Iberica) per effetto del pieno contributo delle acquisizioni effettuate nel 2007 in Europa Centro Orientale e dell'aumento della quota di mercato in Italia.

Nel 2008 sono attesi investimenti tecnici di circa €14 miliardi, in crescita del 32% rispetto al 2007 (€10,59 miliardi nel 2007). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sulla base dello scenario aziendale di prezzo del Brent per il 2008 di 112 \$/barile, e tenuto conto degli esborsi programmati per gli investimenti, compreso il perfezionamento dell'acquisizione di Distrigaz, e la remunerazione del capitale proprio, nonché dei disinvestimenti, Eni, senza considerare altre operazioni straordinarie, prevede a fine 2008 un *leverage* in leggera diminuzione rispetto a fine 2007 (0,38).

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie su base consolidata pubblicate nel presente comunicato stampa sono state redatte conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione 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. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2008 e al secondo trimestre e primo semestre 2007. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2008, al 31 marzo 2008 e al 31 dicembre 2007. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e 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, Marco Mangiagalli, 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 del primo semestre non possono essere estrapolati su base annuale.*

\* \* \*

### **Contatti societari**

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

### **Investor Relations**

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

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

### **Ufficio Stampa Eni**

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

**Tel.:** +39 0252031287 - +39 0659822040

\* \* \*

### **Eni**

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

**Capitale sociale:** euro 4.005.358.876 i. v.

Registro Imprese di Roma, c. f. 00484960588

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

\* \* \*

*Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati al 30 giugno 2008 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito Internet Eni all'indirizzo [www.eni.it](http://www.eni.it).*

## Sintesi dei risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2008

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 |   | I semestre   |               |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|---|--------------|---------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |   | 2007         | 2008          | Var. %      |
| 19.775           | 28.313          | 27.109           | 37,1                        | <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>           | 41.688       | 55.422        | 32,9        |
| 4.218            | 6.178           | 5.723            | 35,7                        | <b>Utile operativo</b>                                | 9.323        | 11.901        | 27,7        |
| (262)            | (322)           | (756)            |                             | Eliminazione (utile) perdita di magazzino             | (107)        | (1.078)       |             |
| 240              | 53              | 638              |                             | Esclusione <i>special item</i> :                      | 233          | 691           |             |
|                  |                 |                  |                             | di cui:   |              |               |             |
| 56               |                 |                  |                             | - oneri (proventi) non ricorrenti                     | 56           |               |             |
| 184              | 53              | 638              |                             | - altri <i>special item</i>                           | 177          | 691           |             |
| <b>4.196</b>     | <b>5.909</b>    | <b>5.605</b>     | <b>33,6</b>                 | <b>Utile operativo adjusted</b>                       | <b>9.449</b> | <b>11.514</b> | <b>21,9</b> |
| 2.267            | 3.321           | 3.437            | 51,6                        | <b>Utile netto di competenza Eni</b>                  | 4.855        | 6.758         | 39,2        |
| (207)            | (241)           | (542)            |                             | Eliminazione (utile) perdita di magazzino             | (110)        | (783)         |             |
| 160              | (30)            | (577)            |                             | Esclusione <i>special item</i> :                      | 155          | (607)         |             |
|                  |                 |                  |                             | di cui:   |              |               |             |
| 81               |                 |                  |                             | - oneri (proventi) non ricorrenti                     | 81           |               |             |
| 79               | (30)            | (577)            |                             | - altri <i>special item</i>                           | 74           | (607)         |             |
| 2.220            | 3.050           | 2.318            | 4,4                         | <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>         | 4.900        | 5.368         | 9,6         |
| 156              | 172             | 195              | 25,0                        | Utile netto adjusted di terzi azionisti               | 311          | 367           | 18,0        |
| 2.376            | 3.222           | 2.513            | 5,8                         | <b>Utile netto adjusted</b>                           | 5.211        | 5.735         | 10,1        |
|                  |                 |                  |                             | Dettaglio per settore di attività <sup>(a)</sup>      |              |               |             |
| 1.647            | 2.094           | 2.047            | 24,3                        | Exploration & Production                              | 3.056        | 4.141         | 35,5        |
| 418              | 1.202           | 377              | (9,8)                       | Gas & Power   | 1.577        | 1.579         | 0,1         |
| 137              | 66              | 106              | (22,6)                      | Refining & Marketing                                  | 250          | 172           | (31,2)      |
| 51               | (66)            | (102)            | ..                          | Petrochimica  | 130          | (168)         | ..          |
| 159              | 165             | 203              | 27,7                        | Ingegneria & Costruzioni                              | 304          | 368           | 21,1        |
| (70)             | (46)            | (68)             | 2,9                         | Altre attività  | (120)        | (114)         | 5,0         |
| 115              | (123)           | 26               | (77,4)                      | Corporate e società finanziarie                       | 29           | (97)          | ..          |
| (81)             | (70)            | (76)             |                             | Effetto eliminazione utili interni <sup>(b)</sup>     | (15)         | (146)         |             |
| 0,62             | 0,91            | 0,94             | 51,6                        | <b>Utile netto di competenza Eni</b>                  | 1,32         | 1,85          | 40,2        |
| 1,67             | 2,73            | 2,94             | 76,0                        | per azione (€)  | 3,51         | 5,66          | 61,3        |
|                  |                 |                  |                             | per ADR (\$)  |              |               |             |
| 0,60             | 0,83            | 0,64             | 6,7                         | <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>         | 1,33         | 1,47          | 10,5        |
| 1,62             | 2,49            | 2,00             | 23,5                        | per azione (€)  | 3,54         | 4,50          | 27,1        |
|                  |                 |                  |                             | per ADR (\$)  |              |               |             |
| 3.673,2          | 3.653,1         | 3.645,1          | (0,8)                       | <b>Numero medio ponderato delle azioni</b>            | 3.676,5      | 3.649,1       | (0,7)       |
| 4.120            | 4.759           | 5.191            | 26,0                        | in circolazione <sup>(c)</sup>                        | 9.683        | 9.950         | 2,8         |
| 2.244            | 3.118           | 3.641            | 62,3                        | <b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b> | 4.257        | 6.759         | 58,8        |
|                  |                 |                  |                             | Investimenti tecnici                                  |              |               |             |

(a) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag 26.

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

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

## Principali indicatori di mercato

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 |  | I semestre |        |        |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|------------|--------|--------|
|                  |                 |                  |                             |  | 2007       | 2008   | Var. % |
| 68,76            | 96,90           | 121,38           | 76,5                        | Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(a)</sup> | 63,26      | 109,14 | 72,5   |
| 1,348            | 1,500           | 1,562            | 15,9                        | Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>                        | 1,329      | 1,530  | 15,1   |
| 51,01            | 64,60           | 77,71            | 52,3                        | Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>        | 47,60      | 71,33  | 49,9   |
| 6,90             | 3,81            | 8,04             | 16,5                        | Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>        | 4,98       | 5,93   | 19,1   |
| 5,12             | 2,54            | 5,15             | 0,6                         | Margini europei medi di raffinazione in euro               | 3,75       | 3,88   | 3,5    |
| 4,1              | 4,5             | 4,9              | 19,5                        | Euribor - a tre mesi (%)                                   | 3,9        | 4,7    | 20,5   |
| 5,6              | 3,3             | 2,8              | (50,0)                      | Libor - dollaro a tre mesi (%)                             | 5,5        | 3,0    | (45,5) |

(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.

## Secondo trimestre 2008

### Risultati di gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del secondo trimestre 2008 di €3.437 milioni è aumentato di €1.170 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (+51,6%) per effetto dell'incremento di €1.505 milioni dell'utile operativo (+35,7%) registrato essenzialmente nel settore Exploration & Production.

L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito (€228 milioni). In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti:

- dalle imprese estere del settore Exploration & Production essenzialmente per effetto del maggior utile ante imposte;
- dalle imprese italiane del settore energia<sup>(2)</sup> in relazione alle recenti disposizioni in tema di fiscalità emanate dal Governo nel Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008. Le modifiche introdotte riguardano l'applicazione di un'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile. L'aliquota addizionale è applicata con effetto dal 1° gennaio 2008; pertanto il risultato del secondo trimestre tiene conto anche dell'ammontare di imposte correnti di competenza del primo trimestre 2008. Eni non esclude che le disposizioni del decreto possano subire modifiche all'atto della conversione in legge da parte del Parlamento. Eventuali modifiche al testo del decreto saranno riflesse nei conti del terzo trimestre 2008.

Le maggiori imposte correnti di periodo sono state parzialmente assorbite dall'effetto positivo derivante dall'adeguamento della fiscalità differita determinato da:

- il rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO. Il rilascio è conseguente all'emanazione del predetto Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta è stato rilasciato a beneficio del conto economico. L'imposta sostitutiva sarà versata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009;
- le disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008 che hanno rimosso i limiti al riconoscimento fiscale dei valori di libri dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6%;
- la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** di €2.318 milioni è aumentato di €98 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (+4,4%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €542 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €577 milioni, con un effetto complessivo di -€1.119 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente a svalutazioni relative in particolare a titoli minerari *unproved*, raffinerie e impianti petrolchimici, nonché ai proventi derivanti dall'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane e libiche per effetto dei fenomeni descritti nel precedente paragrafo.

### Risultati per settore

L'incremento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dall'aumento dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+€400 milioni; +24,3%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+€1.510 milioni, pari al 43,4%) dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +62,6%; gas +53,8%) e alla maggiore produzione venduta (+4,7 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del 15,9% dell'euro rispetto al dollaro, nonché dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (€159 milioni a cambi costanti). Le imposte sul reddito sono aumentate di €1.148 milioni anche per effetto della crescita del *tax rate* (dal 54,3% al 60,3%) determinata essenzialmente dalla rilevazione nel secondo trimestre delle maggiori imposte correnti dovute in Italia per effetto delle modifiche normative introdotte con effetto dal 1° gennaio 2008 e della maggiore incidenza dell'utile prodotto all'estero;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€44 milioni; +27,7%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€50 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

(2) Imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a €25 milioni.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Petrochimica** (-€153 milioni; da un utile di €51 milioni ad una perdita di €102 milioni) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€224 milioni) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita;
- **Gas & Power** (-€41 milioni; -9,8%) per effetto delle maggiori imposte correnti delle imprese italiane in relazione alle recenti modifiche normative con effetti economici dal 1° gennaio 2008. La *performance* operativa ha registrato un miglioramento del 13,1% (+€68 milioni) conseguito dai *business* regolati Italia e dal trasporto internazionale;
- **Refining & Marketing** con un peggioramento dell'utile netto di €31 milioni (-22,6%) dovuto alla riduzione della *performance* operativa (-€35 milioni; -18,9%), registrata in particolare dall'attività di raffinazione e di commercializzazione sui mercati extrarete, e ai minori risultati da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalle minori imposte sul reddito in relazione, in particolare, alla riduzione dell'utile operativo.

### Primo semestre 2008

#### Risultati di gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del primo semestre 2008 di €6.758 milioni è aumentato di €1.903 milioni rispetto al primo semestre 2007 (+39,2%) per effetto essenzialmente dell'incremento di €2.578 milioni dell'utile operativo (+27,7%), registrato in particolare dal settore Exploration & Production. L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dall'aumento delle imposte sul reddito (€809 milioni), in particolare delle imposte correnti delle imprese estere del settore Exploration & Production. Ha contribuito in positivo l'effetto dell'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imprese italiane e alle attività in Libia in relazione ai fenomeni già descritti nel commento del trimestre.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** di €5.368 milioni è aumentato di €468 milioni rispetto al primo semestre 2007 (+9,6%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €783 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €607 milioni, con un effetto complessivo di -€1.390 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente: (i) ai proventi derivanti dall'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane e libiche per effetto dei fenomeni descritti nel precedente paragrafo; (ii) a plusvalenze sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni; (iii) a svalutazioni riguardanti in particolare titoli minerari *unproved*, raffinerie e impianti petrolchimici.

#### Risultati per settore

L'incremento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dall'aumento dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+€1.085 milioni; +35,5%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+€2.754 milioni, pari al 41,6%) dovuto principalmente all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +60,9%; gas +40,8%) e alla maggiore produzione venduta (+11,8 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del 15,1% dell'euro rispetto al dollaro, nonché dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (€417 milioni a cambi costanti). Le imposte sul reddito sono aumentate di €1.859 milioni anche per effetto della crescita del *tax rate* (dal 54,5% al 57,1%);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€64 milioni; +21,1%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€88 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Petrochimica** (-€298 milioni; da un utile di €130 milioni ad una perdita di €168 milioni) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€414 milioni) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* per effetto dell'incremento del costo della carica petrolifera;
- **Refining & Marketing** (-€78 milioni; -31,2%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€125 milioni), in particolare nell'attività di raffinazione, parzialmente compensato dalle minori imposte sul reddito.

## Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

|  | 31 Dic. 2007  | 31 Mar. 2008  | 30 Giu. 2008  | Var. ass. vs<br>31 Dic. 2007 | Var. ass. vs<br>31 Mar. 2008 |
|--|---------------|---------------|---------------|------------------------------|------------------------------|
| Capitale immobilizzato   | 62.849        | 64.419        | 65.391        | 2.542                        | 972                          |
| Capitale di esercizio netto  | (3.006)       | (3.570)       | (4.608)       | (1.602)                      | (1.038)                      |
| Fondi per benefici ai dipendenti   | (935)         | (910)         | (915)         | 20                           | (5)                          |
| Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto | 286           | 266           | 586           | 300                          | 320                          |
| <b>Capitale investito netto</b>  | <b>59.194</b> | <b>60.205</b> | <b>60.454</b> | <b>1.260</b>                 | <b>249</b>                   |
| Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti                 | 42.867        | 44.614        | 43.889        | 1.022                        | (725)                        |
| Indebitamento finanziario netto  | 16.327        | 15.591        | 16.565        | 238                          | 974                          |
| <b>Coperture</b>   | <b>59.194</b> | <b>60.205</b> | <b>60.454</b> | <b>1.260</b>                 | <b>249</b>                   |

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2007 (cambio EUR/USD 1,576 al 30 giugno 2008, contro 1,472 al 31 dicembre 2007, +7,1%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2008, una diminuzione del capitale investito netto di circa €1.860 milioni, del patrimonio netto di circa €1.310 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €550 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€65.391 milioni) aumenta di €2.542 milioni rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto degli investimenti tecnici (€6.759 milioni) e del consolidamento degli asset Burren acquisiti (€2.180 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (€4.389 milioni) e dall'effetto cambio.

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.608 milioni) è diminuito di €1.602 milioni per effetto essenzialmente della variazione negativa di €2.672 milioni (€1.622 milioni al netto del relativo effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura (*cash flow hedge*) del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi relativi ad una porzione delle riserve certe Eni<sup>(3)</sup>. L'incremento dei debiti tributari, relativo allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e alle diverse modalità di pagamento delle accise sui prodotti petroliferi del mese di giugno rispetto a dicembre 2007, è stato sostanzialmente compensato dalla riduzione delle passività nette per imposte differite relative alle imprese italiane e alle attività in Libia.

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (€43.889 milioni) aumenta di €1.022 milioni per effetto essenzialmente dell'utile netto di periodo (€7.227 milioni) i cui effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal pagamento dei dividendi (€2.551 milioni); (ii) dalla variazione negativa del *fair value* dei contratti di copertura iscritta a riserva da *cash flow hedge* al netto delle operazioni liquidate nel periodo (€1.751 milioni, al netto del relativo effetto fiscale di €1.139 milioni); (iii) dalla diminuzione connessa all'acquisto di azioni proprie (€388 milioni); (iv) dall'effetto cambio.

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2008 di €16.565 milioni è aumentato di €238 milioni rispetto al 31 dicembre 2007. Rispetto al 31 marzo 2008, l'indebitamento finanziario netto aumenta di €974 milioni per effetto principalmente del pagamento del saldo dividendo 2007, degli investimenti tecnici di periodo, nonché dell'acquisto di azioni proprie, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal flusso di cassa del trimestre.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'88% (89% al 31 dicembre 2007).

(3) Maggiori dettagli sono forniti nel commento allo Stato Patrimoniale Riclassificato.

## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |   | I semestre     |              |
|------------------|-----------------|------------------|---|----------------|--------------|
|                  |                 |                  |   | 2007           | 2008         |
| <b>4.120</b>     | <b>4.759</b>    | <b>5.191</b>     | <b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>                               | <b>9.683</b>   | <b>9.950</b> |
| (2.244)          | (3.118)         | (3.641)          | Investimenti tecnici  | (4.257)        | (6.759)      |
| (4.925)          | (1.784)         | (165)            | Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda <sup>(a)</sup> | (4.935)        | (1.949)      |
| 140              | 328             | 145              | Dismissioni <sup>(a)</sup>  | 152            | 473          |
| (2.520)          | (193)           | (2.746)          | Dividendi agli azionisti Eni e acquisto di azioni proprie                           | (2.723)        | (2.939)      |
| (324)            | (20)            | (221)            | Dividendi agli azionisti e acquisto di azioni proprie altre società consolidate     | (569)          | (241)        |
| 483              | 764             | 463              | Differenze cambio e altre variazioni  | 294            | 1.227        |
| <b>(5.270)</b>   | <b>736</b>      | <b>(974)</b>     | <b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>                              | <b>(2.355)</b> | <b>(238)</b> |

(a) I valori includono l'indebitamento finanziario netto acquisito/disinvestito.

Il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** del semestre (€9.950 milioni) e gli incassi da dismissioni (€473 milioni) hanno coperto pressoché interamente i fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici di periodo (€6.759 milioni); (ii) al pagamento del saldo dividendo da parte di Eni SpA (€2.551 milioni), nonché del dividendo 2007 da parte di Snam Rete Gas e Saipem (€212 milioni); (iii) al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1,7 miliardi di esborso nel 2008 al netto delle disponibilità acquisite di €0,1 miliardi). L'esborso complessivo dell'operazione, considerando l'acquisto di azioni Burren Energy effettuato nel dicembre 2007, ammonta a €2,3 miliardi; (iv) all'acquisto di azioni proprie (€388 milioni).

### Acquisto di azioni proprie

Nel periodo 1° gennaio - 30 giugno 2008 sono state acquistate 16,6 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di €388 milioni (in media €23,323 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 379,2 milioni di azioni, pari al 9,5% del capitale sociale, per il corrispettivo di €6.581 milioni (in media €18,74 per azione) che rappresenta l'88,9% del *plafond* autorizzato dall'Assemblea degli Azionisti.

Maggiori informazioni sulle voci dello stato patrimoniale e del rendiconto finanziario sono fornite a pag. 35 e seguenti.

## Altre informazioni

### Eventi successivi alla chiusura del semestre

Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato la Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto che la sentenza del Tribunale di Torino è fondata su motivazioni errate in fatto ed in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto che la stessa sentenza non fornisce elementi per quantificare la passività cui sarebbe esposta la Syndial nel caso di esito negativo. In particolare la sentenza non considera che il sito, trasferito ex lege al Gruppo Eni, ha avuto una storia assai lunga alla quale Syndial è estranea, né si ritiene che dall'istruttoria sia dimostrata una gestione del sito non conforme alla legislazione vigente. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, d'intesa con consulenti esterni in materia di principi contabili incaricati da Syndial SpA e da Eni, è stato ritenuto di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto. Come già annunciato nel comunicato stampa diffuso da Eni il 16 luglio 2008, Syndial SpA presenterà al più presto ricorso in appello contro la sentenza di primo grado emessa dal Tribunale di Torino.

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

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

- alla data del 30 giugno 2008 fra le controllate Eni rientrano nella previsione regolamentare quattro società, precisamente: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co. Inc., NAOC-Nigerian Agip Oil Co. Ltd;
- sono state già adottate procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

*Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2008.*

# Exploration & Production

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 | RISULTATI <sup>(a)</sup>                             | (€ milioni)                    | I semestre    |               | Var. %      |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|--------------------------------|---------------|---------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |  |                                | 2007          | 2008          |             |
| <b>6.468</b>     | <b>8.782</b>    | <b>9.107</b>     | <b>40,8</b>                 | <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>          |                                | <b>12.829</b> | <b>17.889</b> | <b>39,4</b> |
| <b>3.418</b>     | <b>4.339</b>    | <b>4.719</b>     | <b>38,1</b>                 | <b>Utile operativo</b>                               |                                | <b>6.550</b>  | <b>9.058</b>  | <b>38,3</b> |
| 65               | 37              | 274              |                             | Esclusione <i>special item</i> :                     |                                | 65            | 311           |             |
|                  |                 |                  |                             | di cui:  |                                |               |               |             |
| (12)             |                 |                  |                             | Oneri (proventi) non ricorrenti                      |                                | (12)          |               |             |
| 77               | 37              | 274              |                             | Altri <i>special item</i>                            |                                | 77            | 311           |             |
| 76               | 36              | 274              |                             | - svalutazioni di asset e altre attività             |                                | 76            | 310           |             |
| 1                | 1               | 1                |                             | - oneri per incentivazione all'esodo                 |                                | 1             | 2             |             |
|                  |                 | (1)              |                             | - altro  |                                |               | (1)           |             |
| <b>3.483</b>     | <b>4.376</b>    | <b>4.993</b>     | <b>43,4</b>                 | <b>Utile operativo adjusted</b>                      |                                | <b>6.615</b>  | <b>9.369</b>  | <b>41,6</b> |
| 3.359            | 4.291           | 4.961            | 47,7                        | Exploration & Production                             |                                | 6.425         | 9.252         | 44,0        |
| 124              | 85              | 32               | (74,2)                      | Stoccaggi Gas Italia                                 |                                | 190           | 117           | (38,4)      |
|                  |                 |                  |                             |  |                                |               |               |             |
| 31               | 15              | 8                |                             | Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>     |                                | (4)           | 23            |             |
| 90               | 112             | 151              |                             | Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>    |                                | 100           | 263           |             |
| (1.957)          | (2.409)         | (3.105)          |                             | Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>                   |                                | (3.655)       | (5.514)       |             |
| 54,3             | 53,5            | 60,3             |                             | Tax rate (%)   |                                | 54,5          | 57,1          |             |
| <b>1.647</b>     | <b>2.094</b>    | <b>2.047</b>     | <b>24,3</b>                 | <b>Utile netto adjusted</b>                          |                                | <b>3.056</b>  | <b>4.141</b>  | <b>35,5</b> |
|                  |                 |                  |                             | I risultati includono:                               |                                |               |               |             |
| 1.307            | 1.538           | 1.721            | 31,7                        | ammortamenti e svalutazioni di asset                 |                                | 2.547         | 3.259         | 28,0        |
|                  |                 |                  |                             | di cui:  |                                |               |               |             |
| 402              | 564             | 492              | 22,4                        | ammortamenti di ricerca esplorativa                  |                                | 777           | 1.056         | 35,9        |
| 302              | 435             | 371              | 22,8                        | - costi di perforazione pozzi esplorativi e altro    |                                | 615           | 806           | 31,1        |
| 100              | 129             | 121              | 21,0                        | - costi di prospezioni e studi geologici e geofisici |                                | 162           | 250           | 54,3        |
| <b>1.471</b>     | <b>2.122</b>    | <b>2.340</b>     | <b>59,1</b>                 | <b>Investimenti tecnici</b>                          |                                | <b>2.837</b>  | <b>4.462</b>  | <b>57,3</b> |
|                  |                 |                  |                             | di cui:  |                                |               |               |             |
| 375              | 528             | 453              | 20,8                        | - ricerca esplorativa <sup>(c)</sup>                 |                                | 748           | 981           | 31,1        |
| 23               | 39              | 59               | ..                          | - stoccaggio   |                                | 34            | 98            | ..          |
|                  |                 |                  |                             |  |                                |               |               |             |
|                  |                 |                  |                             | <b>Produzioni<sup>(d)(e)</sup></b>                   |                                |               |               |             |
| 1.026            | 1.012           | 998              | (2,7)                       | Petrolio <sup>(f)</sup>                              | (migliaia di barili/giorno)    | 1.028         | 1.005         | (2,2)       |
| 116              | 128             | 126              | 8,6                         | Gas naturale   | (milioni di metri cubi/giorno) | 115           | 127           | 10,4        |
| <b>1.736</b>     | <b>1.796</b>    | <b>1.772</b>     | <b>2,1</b>                  | <b>Idrocarburi</b>                                   | (migliaia di boe/giorno)       | <b>1.735</b>  | <b>1.784</b>  | <b>2,8</b>  |
|                  |                 |                  |                             |  |                                |               |               |             |
|                  |                 |                  |                             | <b>Prezzi medi di realizzo</b>                       |                                |               |               |             |
| 64,58            | 85,72           | 105,02           | 62,6                        | Petrolio <sup>(f)</sup>                              | (\$/bbl)                       | 59,47         | 95,71         | 60,9        |
| 178,78           | 240,24          | 274,88           | 53,8                        | Gas naturale   | (\$/kmc)                       | 182,91        | 257,46        | 40,8        |
| <b>50,82</b>     | <b>65,64</b>    | <b>80,32</b>     | <b>58,0</b>                 | <b>Idrocarburi</b>                                   | (\$/boe)                       | <b>47,96</b>  | <b>73,11</b>  | <b>52,4</b> |
|                  |                 |                  |                             |  |                                |               |               |             |
|                  |                 |                  |                             | <b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>  |                                |               |               |             |
| 68,76            | 96,90           | 121,38           | 76,5                        | Brent dated  | (\$/bbl)                       | 63,26         | 109,14        | 72,5        |
| 51,01            | 64,60           | 77,71            | 52,3                        | Brent dated  | (€/bbl)                        | 47,60         | 71,33         | 49,9        |
| 64,89            | 97,94           | 123,98           | 91,1                        | West Texas Intermediate                              | (\$/bbl)                       | 61,44         | 110,96        | 80,6        |
| <b>265,92</b>    | <b>305,47</b>   | <b>401,88</b>    | <b>51,1</b>                 | Gas Henry Hub  | (\$/kmc)                       | <b>266,28</b> | <b>353,50</b> | <b>32,8</b> |

(a) Dall'esercizio 2008 l'utile operativo *adjusted* di settore è dettagliato nelle aree di business "Exploration & Production" e "Stoccaggi Gas Italia": coerentemente sono stati riclassificati i dettagli per aree di business dei periodi di confronto.

(b) Escludono gli *special item*.

(c) Include *bonus* esplorativi.

(d) Ulteriori dati sono forniti a pag. 42.

(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

### Attività Exploration & Production

Nel **secondo trimestre 2008** l'attività Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €4.961 milioni con un aumento di €1.602 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (+47,7%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +62,6%; gas naturale +53,8%) e dell'incremento della produzione venduta (+4,7 milioni di boe).

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:

- dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €720 milioni);
- dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo dovuti in particolare al consolidamento degli *asset* acquisiti;
- dai maggiori ammortamenti di ricerca esplorativa (€90 milioni; €159 milioni a cambi costanti) in relazione all'incremento dell'attività;
- dall'aumento delle *royalties*. In particolare, le *royalties* petrolifere dovute allo Stato Italiano sono state calcolate senza tener conto dell'incremento previsto dal Decreto Legge del 25 giugno 2008 n.112 (art. 81 commi da 1 a 7) in considerazione dell'emendamento presentato dal Governo al disegno di legge di conversione che prevede l'abrogazione di tale incremento.

Nel **primo semestre 2008** l'attività Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €9.252 milioni con un aumento di €2.827 milioni rispetto al primo semestre 2007 (+44%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +60,9%; gas naturale +40,8%) e dell'incremento della produzione venduta (+11,8 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €1.300 milioni), nonché dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (€417 milioni a cambi costanti).

### Attività stoccaggio

Nel **secondo trimestre 2008** l'attività di stoccaggio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €32 milioni (€117 milioni nel semestre) con una diminuzione di €92 milioni rispetto al secondo trimestre 2007, pari al 74,2% (- €73 milioni rispetto al primo semestre 2007; pari al 38,4%).

Nel **secondo trimestre 2008** l'**utile netto adjusted complessivo di settore** di €2.047 milioni, è aumentato di €400 milioni rispetto al secondo trimestre 2007, per effetto del miglioramento della *performance* operativa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle imposte sul reddito anche in relazione all'aumento del *tax rate adjusted* (da 54,3% a 60,3%) connesso essenzialmente alla rilevazione nel secondo trimestre delle maggiori imposte correnti dovute in Italia per effetto delle modifiche normative introdotte con effetto dal 1° gennaio 2008 e della maggiore incidenza dell'utile prodotto all'estero.

Nel **primo semestre 2008** l'**utile netto adjusted complessivo di settore** di €4.141 milioni è aumentato di €1.085 milioni rispetto al primo semestre 2007 per effetto del miglioramento della *performance* operativa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle imposte sul reddito anche in relazione all'aumento del *tax rate adjusted* (da 54,5% a 57,1%).

Gli *special item* dell'utile operativo *adjusted* di €274 milioni nel secondo trimestre e di €311 milioni nel primo semestre riguardano essenzialmente svalutazioni di *asset*, relative in particolare a titoli minerari *unproved*. Gli *special item* esclusi dalle imposte del settore hanno riguardato essenzialmente il provento derivante dall'adeguamento della fiscalità differita delle attività libiche in relazione alla riforma sull'imposizione degli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato.

I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi del trimestre sono aumentati in media del 58% (52,4% nel semestre) trainati dall'aumento delle quotazioni del *marker* Brent. Il prezzo medio di realizzo del petrolio di 105,02 \$/barile nel trimestre (95,71 \$/barile nel semestre) è influenzato per 7,01 \$/barile (5,70 \$/barile nel semestre) dalla chiusura degli strumenti derivati relativi a 11,5 milioni di barili venduti nel trimestre (23 milioni di barili nel semestre) parte di quelli posti 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 (residui 102,7 milioni di boe a fine giugno 2008). Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Senza questo effetto il prezzo medio di realizzo sarebbe stato pari a 112,03 \$/barile (101,41 \$/barile nel semestre). Il prezzo medio di realizzo del gas naturale è stato sostenuto dal

miglioramento del mix di vendita per effetto delle produzioni di gas acquisite nel Golfo del Messico valorizzate a prezzi *spot* sul mercato statunitense.

Di seguito il dettaglio dei prezzi di realizzo del petrolio e dell'impatto dei derivati.

| I trimestre |   | II trimestre |        | I semestre |        |
|-------------|---|--------------|--------|------------|--------|
| 2008        | PETROLIO  | 2007         | 2008   | 2007       | 2008   |
| 88,1        | Produzione venduta (milioni di barili)  | 93,3         | 94,5   | 187,3      | 182,6  |
| 11,5        | Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedges"                     |              | 11,5   |            | 23,0   |
| 90,01       | Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati (\$/barile) | 64,58        | 112,03 | 59,47      | 101,41 |
| (4,29)      | Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati                             |              | (7,01) |            | (5,70) |
| 85,72       | Prezzo medio di realizzo  | 64,58        | 105,02 | 59,47      | 95,71  |

## Andamento operativo

### Attività Exploration & Production

**La produzione di idrocarburi del secondo trimestre 2008** (1.772 mila boe/giorno) è aumentata di 36 mila boe/giorno rispetto al secondo trimestre 2007 (+2,1%) per effetto del contributo degli asset acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+88 mila boe/giorno), nonché dell'avvio dei giacimenti in Egitto, Angola, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'impatto di fermate di impianti in Regno Unito e Australia, nonché dal declino di giacimenti maturi in Italia. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 100 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali simili. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8,1%. La quota di produzione estera è stata dell'88% (88% nel secondo trimestre 2007).

La produzione di petrolio (998 mila barili/giorno) è diminuita di 28 mila barili/giorno, pari al 2,7%. Le principali riduzioni hanno riguardato il Regno Unito e l'Australia per inconvenienti tecnici e l'effetto prezzo in particolare in Angola. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan in relazione al contributo degli asset acquisiti; (ii) Egitto, nonché Venezuela per l'avvio del giacimento Corocoro (Eni 26%).

La produzione di gas naturale del trimestre (126 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,6%, essenzialmente nel Golfo del Messico, per il contributo degli asset acquisiti, e in Pakistan per la crescita del giacimento Zamzama (Eni 17,75%) e lo *start-up* di Badhra (Eni 40%, operatore). Le principali riduzioni sono state registrate nel Regno Unito e in Italia per il declino dei giacimenti maturi.

**La produzione di idrocarburi del primo semestre 2008** di 1.784 mila boe/giorno è aumentata di 49 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2007, pari al 2,8%, per effetto del contributo degli asset acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+103 mila boe/giorno), dell'avvio dei giacimenti in Egitto, Angola, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'impatto di fermate di impianti e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord, in Nigeria e Australia, nonché dal declino produttivo di giacimenti maturi. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 90 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali simili. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8,1%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (87% nel primo semestre 2007).

La produzione di petrolio del semestre (1.005 mila barili/giorno) è diminuita di 23 mila barili/giorno, pari al 2,2%. Le riduzioni hanno riguardato il Mare del Nord e l'Australia e l'effetto prezzo in particolare in Angola. In aumento la produzione nel Golfo del Messico, Congo, Turkmenistan per il contributo degli asset acquisiti, e in Egitto e Venezuela per gli avvisi.

La produzione di gas naturale del semestre (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,4%, essenzialmente nel Golfo del Messico e in Pakistan. Le principali riduzioni sono state registrate nel Regno Unito e in Italia per il declino dei giacimenti maturi.

### Attività stoccaggio

Nel trimestre l'attività ha immesso in giacimento 3,1 miliardi di metri cubi, in aumento del 63% rispetto al secondo trimestre 2007 a seguito dei maggiori prelievi stagionali del primo trimestre 2008.

# Gas & Power

| II trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 | RISULTATI <sup>(a)</sup>                           | (€ milioni)              | I semestre |        | Var. % |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|--------------------------|------------|--------|--------|
|                  |                 |                  |                             |  |                          | 2007       | 2008   |        |
| 5.179            | 9.907           | 6.985            | 34,9                        | <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>        |                          | 13.722     | 16.892 | 23,1   |
| 465              | 1.652           | 632              | 35,9                        | <b>Utile operativo</b>                             |                          | 2.106      | 2.284  | 8,5    |
| 68               | (77)            | (61)             |                             | Esclusione (utile) perdita di magazzino            |                          | 108        | (138)  |        |
| (14)             | 3               | 16               |                             | Esclusione <i>special item</i>                     |                          | (12)       | 19     |        |
|                  |                 |                  |                             | di cui:  |                          |            |        |        |
| (18)             |                 |                  |                             | Oneri (proventi) non ricorrenti                    |                          | (18)       |        |        |
| 4                | 3               | 16               |                             | Altri <i>special item</i>                          |                          | 6          | 19     |        |
| 1                |                 | 14               |                             | - oneri ambientali                                 |                          | 1          | 14     |        |
| 3                | 3               | 4                |                             | - oneri per incentivazione all'esodo               |                          | 5          | 7      |        |
|                  |                 | (2)              |                             | - altro  |                          |            | (2)    |        |
| 519              | 1.578           | 587              | 13,1                        | <b>Utile operativo adjusted</b>                    |                          | 2.202      | 2.165  | (1,7)  |
| 167              | 956             | 137              | (18,0)                      | Mercato  |                          | 1.263      | 1.093  | (13,5) |
| 255              | 499             | 317              | 24,3                        | Business regolati Italia <sup>(a)</sup>            |                          | 714        | 816    | 14,3   |
| 97               | 123             | 133              | 37,1                        | Trasporto Internazionale                           |                          | 225        | 256    | 13,8   |
| 1                | (1)             | 2                |                             | Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>   |                          | 4          | 1      |        |
| 103              | 135             | 98               |                             | Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>  |                          | 218        | 233    |        |
| (205)            | (510)           | (310)            |                             | Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>                 |                          | (847)      | (820)  |        |
| 32,9             | 29,8            | 45,1             |                             | Tax rate (%)                                       |                          | 34,9       | 34,2   |        |
| 418              | 1.202           | 377              | (9,8)                       | <b>Utile netto adjusted</b>                        |                          | 1.577      | 1.579  | 0,1    |
| 305              | 411             | 460              | 50,8                        | <b>Investimenti tecnici</b>                        |                          | 526        | 871    | 65,6   |
|                  |                 |                  |                             | <b>Vendite di gas naturale</b>                     | (miliardi di metri cubi) |            |        |        |
| 17,79            | 26,44           | 18,84            | 5,9                         | <b>Vendite delle società consolidate</b>           |                          | 42,59      | 45,28  | 6,3    |
| 11,67            | 16,96           | 11,61            | (0,5)                       | - Italia (inclusi gli autoconsumi)                 |                          | 28,47      | 28,57  | 0,4    |
| 5,86             | 9,36            | 6,96             | 18,8                        | - Resto d'Europa                                   |                          | 13,76      | 16,32  | 18,6   |
| 0,26             | 0,12            | 0,27             | 3,8                         | - Extra Europa                                     |                          | 0,36       | 0,39   | 8,3    |
| 1,77             | 2,63            | 1,84             | 4,0                         | <b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b> |                          | 4,04       | 4,47   | 10,6   |
| 19,56            | 29,07           | 20,68            | 5,7                         | <b>Totale vendite e autoconsumi G&amp;P</b>        |                          | 46,63      | 49,75  | 6,7    |
| 1,02             | 1,84            | 1,48             | 45,1                        | E&P in Europa e Golfo del Messico                  |                          | 2,24       | 3,32   | 48,2   |
| 20,58            | 30,91           | 22,16            | 7,7                         | <b>Totale vendite mondo</b>                        |                          | 48,87      | 53,07  | 8,6    |
| 18,38            | 25,26           | 20,10            | 9,4                         | <b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>         | (miliardi di metri cubi) | 41,89      | 45,36  | 8,3    |
| 11,16            | 15,31           | 11,95            | 7,1                         | Per conto Eni                                      |                          | 26,71      | 27,26  | 2,1    |
| 7,22             | 9,95            | 8,15             | 12,9                        | Per conto Terzi                                    |                          | 15,18      | 18,10  | 19,2   |
| 8,86             | 8,16            | 7,21             | (18,6)                      | <b>Vendite di energia elettrica</b>                | (terawattora)            | 16,24      | 15,37  | (5,4)  |

(a) Dall'esercizio 2008 i dettagli per aree di business dell' "utile operativo adjusted" sono uniformati a quelli dell'EBITDA proforma adjusted. L'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato. L'entità "Business regolati Italia" è costituita dalle seguenti attività: Trasporto Italia, Distribuzione Italia, GNL Italia. Coerentemente sono stati riclassificati i dettagli per aree di business dei periodi di confronto.

(b) Escludono gli *special item*.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €587 milioni con un aumento di €68 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (+13,1%) per effetto della migliore *performance* dei *business* regolati Italia e del trasporto internazionale, parzialmente assorbita dal minore risultato dell'attività generazione elettrica.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€16 milioni di oneri) hanno riguardato per €7 milioni l'attività mercato e per €9 milioni i *business* regolati Italia, riferiti a oneri ambientali e di incentivazione all'esodo.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2008 di €377 milioni è diminuito di €41 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (-9,8%), nonostante il positivo andamento operativo, per effetto delle maggiori imposte correnti delle imprese italiane del settore energia in relazione alle recenti modifiche normative introdotte con effetti economici dal 1° gennaio 2008.

Nel **primo semestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.165 milioni con una diminuzione di €37 milioni rispetto al primo semestre 2007 (-1,7%) per effetto del minore risultato dell'attività mercato, in parte assorbito dalla migliore *performance* dei *business* regolati Italia.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€19 milioni di oneri) hanno riguardato per €8 milioni l'attività mercato e per €11 milioni i *business* regolati Italia, riferiti a oneri di incentivazione all'esodo e ambientali.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2008 di €1.579 milioni aumenta di €2 milioni rispetto al primo semestre 2007 (+0,1%). La riduzione dell'utile operativo (-€37 milioni) è stata assorbita dai migliori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto e dalla riduzione delle imposte sul reddito.

## Andamento operativo

### *Mercato*

L'utile operativo *adjusted* del **secondo trimestre 2008** di €137 milioni è diminuito di €30 milioni rispetto al secondo trimestre 2007, pari al 18%, per effetto della flessione del risultato dell'attività di generazione elettrica dovuta in particolare allo stanziamento di oneri a fronte delle contestazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'applicazione del regime tariffario agevolato CIP 6 per le produzioni 2005-2006.

L'attività mercato ha registrato una *performance* stabile per effetto del miglioramento dei margini di vendita dovuto all'andamento favorevole del cambio, nonché delle condizioni climatiche e della crescita sui mercati europei che hanno sostenuto i volumi. Questi fattori sono stati assorbiti dall'impatto della pressione competitiva su alcuni segmenti di mercato in Italia.

L'utile operativo *adjusted* del **primo semestre 2008** di €1.093 milioni è diminuito di €170 milioni rispetto al primo semestre 2007 (-13,5%) per effetto essenzialmente:

- del parziale utilizzo a beneficio del conto economico nel primo semestre 2007, a seguito della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, di un fondo precedentemente accantonato a fronte della delibera n. 248/2004 e seguenti, in materia di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai grossisti e ai clienti residenziali;
- della flessione dei margini di vendita del gas naturale sul mercato Italia per l'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento riflesso nelle modalità di indicizzazione del costo della materia prima registrato nelle vendite al settore residenziale del primo trimestre;
- della flessione del risultato dell'attività di generazione elettrica per lo stanziamento di oneri effettuato nel secondo trimestre.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite di gas, dovute in particolare all'effetto climatico del primo trimestre.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 |                                     | I semestre   |              |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |                                     | 2007         | 2008         | Var. %      |
| <b>11,69</b>     | <b>16,99</b>    | <b>11,61</b>     | <b>(0,7)</b>                | <b>Italia</b>                       | <b>28,50</b> | <b>28,60</b> | <b>0,4</b>  |
| 1,48             | 3,21            | 1,24             | (16,2)                      | - Grossisti                         | 6,21         | 4,45         | (28,3)      |
| 0,46             | 1,10            | 1,02             | ..                          | - Gas release                       | 0,95         | 2,12         | ..          |
| 0,68             | 0,15            | 0,37             | (45,6)                      | - PSV e borsa                       | 0,68         | 0,52         | (23,5)      |
| 3,10             | 3,24            | 2,56             | (17,4)                      | - Industriali                       | 6,83         | 5,80         | (15,1)      |
| 3,00             | 2,75            | 2,46             | (18,0)                      | Industriali                         | 6,33         | 5,21         | (17,7)      |
| 0,10             | 0,49            | 0,10             |                             | PMI e terziario                     | 0,50         | 0,59         | 18,0        |
| 3,88             | 4,77            | 4,27             | 10,1                        | - Termoelettrici                    | 7,81         | 9,04         | 15,7        |
| 0,61             | 2,90            | 0,82             | 34,4                        | - Residenziali                      | 3,15         | 3,72         | 18,1        |
| 1,48             | 1,62            | 1,33             | (10,1)                      | - Autoconsumi                       | 2,87         | 2,95         | 2,8         |
| <b>8,89</b>      | <b>13,92</b>    | <b>10,55</b>     | <b>18,7</b>                 | <b>Vendite internazionali</b>       | <b>20,37</b> | <b>24,47</b> | <b>20,1</b> |
| 2,26             | 3,80            | 3,04             | 34,5                        | - Importatori in Italia             | 5,71         | 6,84         | 19,8        |
| 4,93             | 7,76            | 5,41             | 9,7                         | - Mercati europei                   | 11,48        | 13,17        | 14,7        |
| 1,46             | 1,92            | 1,71             | 17,1                        | Penisola Iberica                    | 2,92         | 3,63         | 24,3        |
| 0,91             | 1,64            | 1,01             | 11,0                        | Germania-Austria                    | 2,28         | 2,65         | 16,2        |
| 0,32             | 1,24            | 0,35             | 9,4                         | Ungheria                            | 1,37         | 1,59         | 16,1        |
| 0,81             | 0,68            | 0,79             | (2,5)                       | Nord Europa                         | 1,57         | 1,47         | (6,4)       |
| 1,08             | 1,59            | 1,05             | (2,8)                       | Turchia                             | 2,46         | 2,64         | 7,3         |
| 0,34             | 0,58            | 0,45             | 32,4                        | Francia                             | 0,77         | 1,03         | 33,8        |
| 0,01             | 0,11            | 0,05             | ..                          | altro                               | 0,11         | 0,16         | 45,5        |
| 0,68             | 0,52            | 0,62             | (8,8)                       | - Mercati extra europei             | 0,94         | 1,14         | 21,3        |
| 1,02             | 1,84            | 1,48             | 45,1                        | - E&P in Europa e Golfo del Messico | 2,24         | 3,32         | 48,2        |
| <b>20,58</b>     | <b>30,91</b>    | <b>22,16</b>     | <b>7,7</b>                  | <b>Totale vendite gas mondo</b>     | <b>48,87</b> | <b>53,07</b> | <b>8,6</b>  |

Le **vendite di gas naturale del secondo trimestre 2008** sono state di 22,16 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 1,58 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2007, pari al 7,7%, per effetto dell'incremento delle vendite internazionali (+18,7%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 11,61 miliardi di metri cubi con una flessione di 0,08 miliardi di metri cubi, pari allo 0,7%, dovuta essenzialmente alle minori vendite ai settori industriale (-0,54 miliardi di metri cubi) e grossisti (-0,24 miliardi di metri cubi) che hanno risentito della pressione competitiva e dell'entrata a regime del programma di gas *release* concordato con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2007<sup>(4)</sup>. Queste minori forniture sono state in parte compensate dai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+0,39 miliardi di metri cubi) e dall'effetto di condizioni climatiche più rigide nel settore residenziale (+0,21 miliardi di metri cubi).

Le vendite internazionali di 10,55 miliardi di metri cubi sono aumentate di 1,66 miliardi di metri cubi (+18,7%). L'incremento ha riguardato essenzialmente:

- gli importatori in Italia (+0,78 miliardi di metri cubi, pari al 34,5%), essenzialmente per la circostanza che nel 2007 una parte di queste vendite fu sostituita con vendite dirette in Italia;
- i mercati europei (+0,48 miliardi di metri cubi, pari al 9,7%), in particolare Spagna (+0,25 miliardi di metri cubi), Francia (+0,11 miliardi di metri cubi) e Germania-Austria (+0,10 miliardi di metri cubi);
- le vendite Exploration & Production (+0,46 miliardi di metri cubi, pari al 45,1%) in particolare per il *ramp-up* delle produzioni acquisite nel Golfo del Messico.

Le **vendite di gas naturale del primo semestre 2008** sono state di 53,07 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 4,20 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2007, pari all'8,6%, per effetto oltre che delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre, dell'aumento delle vendite internazionali (+20,1%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei.

(4) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di *gas release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.

Le vendite in Italia sono state di 28,60 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,10 miliardi di metri cubi, pari allo 0,4%, dovuto essenzialmente ai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+1,23 miliardi di metri cubi) e all'effetto di condizioni climatiche più rigide nel settore residenziale (+0,57 miliardi di metri cubi). Le vendite ai settori grossisti (-1,76 miliardi di metri cubi) e industriale (-1,03 miliardi di metri cubi) hanno risentito della pressione competitiva e dell'entrata a regime del programma di *gas release* (+1,17 miliardi di metri cubi) concordato con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2007.

Le vendite internazionali di 24,47 miliardi di metri cubi sono aumentate di 4,10 miliardi di metri cubi (+20,1%). L'incremento ha riguardato essenzialmente:

- gli importatori in Italia (+1,13 miliardi di metri cubi, pari al 19,8%);
- i mercati europei (+1,69 miliardi di metri cubi, pari al 14,7%), in particolare Spagna (+0,71 miliardi di metri cubi), Germania-Austria (+0,37 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,26 miliardi di metri cubi);
- i mercati extra europei (+0,20 miliardi di metri cubi, pari al 21,3%), in particolare la crescita delle forniture di GNL sui mercati asiatici (+0,17 miliardi di metri cubi) da parte della collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%);
- le vendite Exploration & Production (+1,08 miliardi di metri cubi, pari al 48,2%) in particolare per il *ramp-up* delle produzioni acquisite nel Golfo del Messico.

Le **vendite di energia elettrica del secondo trimestre 2008** di 7,21 TWh sono diminuite del 18,6% rispetto al secondo trimestre 2007 per effetto essenzialmente di minori disponibilità da produzione dovuta a interventi di manutenzione sugli impianti di Livorno e Brindisi. La flessione ha riguardato principalmente le vendite in borsa.

Le **vendite di energia elettrica del primo semestre 2008** di 15,37 TWh sono diminuite del 5,4% rispetto al primo semestre 2007.

#### *Business regolati Italia*

L'**utile operativo adjusted del secondo trimestre 2008** di €317 milioni è aumentato di €62 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (+24,3%) per effetto della migliore *performance* sia dell'attività di Distribuzione (+€42 milioni) sia dell'attività di Trasporto (+€20 milioni) dovuta alla crescita dei volumi in relazione all'effetto climatico positivo, al riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati e alla riduzione dei costi.

L'**utile operativo adjusted del primo semestre 2008** di €816 milioni è aumentato di €102 milioni rispetto al primo semestre 2007 (+14,3%) sia nell'attività di Distribuzione (+€71 milioni) sia nell'attività di Trasporto (+€32 milioni).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia del secondo trimestre 2008** di 20,10 miliardi di metri cubi sono aumentati di 1,72 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2007, pari al 9,4%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi trasportati per la ricostituzione degli stoccaggi.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia del primo semestre 2008** di 45,36 miliardi di metri cubi sono aumentati di 3,47 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2007, pari all'8,3%.

## Altre misure di performance

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

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 |                                 | I semestre   |              |              |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                  |                 |                  |                             |                                 | 2007         | 2008         | Var. %       |
| 758              | 1.843           | 799              | 5,4                         | <b>EBITDA proforma adjusted</b> | <b>2.688</b> | <b>2.642</b> | <b>(1,7)</b> |
| 356              | 1.190           | 331              | (7,0)                       | Mercato                         | 1.670        | 1.521        | (8,9)        |
| 218              | 477             | 275              | 26,1                        | Business regolati Italia        | 648          | 752          | 16,0         |
| 184              | 176             | 193              | 4,9                         | Trasporto internazionale        | 370          | 369          | (0,3)        |

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (55,59% al 30 giugno 2008, quota determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società), interamente consolidata nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*.

Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad una *utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*.

L'*EBITDA adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

## Refining & Marketing

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 | RISULTATI  | (€ milioni)             | I semestre    |               | Var. %        |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|-------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                  |                 |                  |                             |  |                         | 2007          | 2008          |               |
| <b>8.937</b>     | <b>10.980</b>   | <b>13.294</b>    | <b>48,8</b>                 | <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>                    |                         | <b>16.880</b> | <b>24.274</b> | <b>43,8</b>   |
| <b>430</b>       | <b>232</b>      | <b>615</b>       | <b>43,0</b>                 | <b>Utile operativo</b>   |                         | <b>420</b>    | <b>847</b>    | <b>..</b>     |
| (299)            | (207)           | (609)            |                             | Esclusione (utile) perdita di magazzino                        |                         | (187)         | (816)         |               |
| 54               | 5               | 144              |                             | Esclusione <i>special item</i> :                               |                         | 72            | 149           |               |
|                  |                 |                  |                             | <i>di cui</i> :  |                         |               |               |               |
| 37               |                 |                  |                             | Oneri (proventi) non ricorrenti                                |                         | 37            |               |               |
| 17               | 5               | 144              |                             | Altri <i>special item</i>                                      |                         | 35            | 149           |               |
| 15               | 6               |                  |                             | - oneri ambientali   |                         | 32            | 6             |               |
| 1                |                 | 149              |                             | - svalutazioni   |                         | 1             | 149           |               |
| 2                | 2               | 4                |                             | - oneri per incentivazione all'esodo                           |                         | 3             | 6             |               |
| (1)              | (3)             | (9)              |                             | - altro  |                         | (1)           | (12)          |               |
| <b>185</b>       | <b>30</b>       | <b>150</b>       | <b>(18,9)</b>               | <b>Utile operativo adjusted</b>                                |                         | <b>305</b>    | <b>180</b>    | <b>(41,0)</b> |
| 33               | 62              | 2                |                             | Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>              |                         | 84            | 64            |               |
| (81)             | (26)            | (46)             |                             | Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                             |                         | (139)         | (72)          |               |
| 37,2             | 28,3            | 30,3             |                             | Tax rate (%)   |                         | 35,7          | 29,5          |               |
| <b>137</b>       | <b>66</b>       | <b>106</b>       | <b>(22,6)</b>               | <b>Utile netto adjusted</b>                                    |                         | <b>250</b>    | <b>172</b>    | <b>(31,2)</b> |
| <b>185</b>       | <b>149</b>      | <b>201</b>       | <b>8,6</b>                  | <b>Investimenti</b>  |                         | <b>319</b>    | <b>350</b>    | <b>9,7</b>    |
|                  |                 |                  |                             | <b>Margine di raffinazione</b>                                 |                         |               |               |               |
| 6,90             | 3,81            | 8,04             | 16,5                        | Brent  | (\$/bbl)                | 4,98          | 5,93          | 19,1          |
| 5,12             | 2,54            | 5,15             | 0,6                         | Brent  | (€/bbl)                 | 3,75          | 3,88          | 3,5           |
| 8,43             | 6,04            | 11,25            | 33,5                        | Brent/Ural   | (\$/bbl)                | 7,25          | 8,64          | 19,2          |
|                  |                 |                  |                             | <b>Lavorazioni e vendite</b>                                   | (milioni di tonnellate) |               |               |               |
| 8,24             | 7,52            | 7,39             | (10,3)                      | Lavorazioni in conto proprio in Italia                         |                         | 16,10         | 14,91         | (7,4)         |
| 1,08             | 1,43            | 1,31             | 21,3                        | Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa                |                         | 2,22          | 2,74          | 23,4          |
| 7,09             | 6,35            | 6,34             | (10,6)                      | Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute |                         | 13,76         | 12,69         | (7,8)         |
| 2,19             | 2,06            | 2,18             | (0,5)                       | Rete Italia  |                         | 4,17          | 4,24          | 1,7           |
| 0,99             | 1,00            | 1,03             | 4,0                         | Rete resto d'Europa  |                         | 1,89          | 2,03          | 7,4           |
| <b>3,18</b>      | <b>3,06</b>     | <b>3,21</b>      | <b>0,9</b>                  | <b>Sub totale Rete</b>   |                         | <b>6,06</b>   | <b>6,27</b>   | <b>3,5</b>    |
| 2,66             | 2,56            | 2,80             | 5,3                         | Extrarete Italia   |                         | 5,27          | 5,36          | 1,7           |
| 1,02             | 1,20            | 1,34             | 31,4                        | Extrarete resto d'Europa                                       |                         | 2,07          | 2,54          | 22,7          |
| 0,14             | 0,14            | 0,14             |                             | Extrarete altro estero   |                         | 0,27          | 0,28          | 3,7           |
| 5,02             | 4,64            | 4,47             | (11,0)                      | Altre vendite  |                         | 10,69         | 9,11          | (14,8)        |
| <b>12,02</b>     | <b>11,60</b>    | <b>11,96</b>     | <b>(0,5)</b>                | <b>Vendite</b>   |                         | <b>24,36</b>  | <b>23,56</b>  | <b>(3,3)</b>  |
|                  |                 |                  |                             | <b>Vendite per area geografica</b>                             |                         |               |               |               |
| 6,74             | 7,59            | 6,72             | (0,3)                       | Italia   |                         | 14,04         | 14,31         | 1,9           |
| 2,01             | 2,20            | 2,37             | 17,9                        | Resto d'Europa   |                         | 3,96          | 4,57          | 15,4          |
| 3,27             | 1,81            | 2,87             | (12,2)                      | Altro estero   |                         | 6,36          | 4,68          | (26,4)        |

(a) Escludono gli *special item*.

### Risultati

Nel **secondo trimestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €150 milioni con una diminuzione di €35 milioni rispetto al secondo trimestre 2007 (-18,9%) per effetto essenzialmente del minore risultato dell'attività di raffinazione dovuto all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, ai maggiori costi variabili delle *utility* di raffineria e alle maggiori fermate per manutenzione, in particolare Venezia e Milazzo, parzialmente compensati dal miglioramento dello scenario in dollari. L'attività commerciale Italia ha risentito della flessione dei margini sul mercato extrarete per effetto dei ritardi sull'adeguamento dei prezzi di vendita alla continua crescita delle quotazioni internazionali di prodotti petroliferi, parzialmente compensata dal miglioramento dell'attività commerciale rete.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2008 pari a €106 milioni diminuisce di €31 milioni (-22,6%) per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa, parzialmente compensata dalla riduzione delle imposte sul reddito in relazione, in particolare alla riduzione dell'utile operativo.

Nel **primo semestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €180 milioni con una diminuzione di €125 milioni rispetto al primo semestre 2007 (-41,0%) per effetto essenzialmente del minore risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, ai maggiori costi variabili delle *utility* di raffinazione e alle maggiori fermate per manutenzione. L'attività commerciale in Italia ha registrato un peggioramento della *performance*; la diminuzione del risultato del *business* extrarete è stata parzialmente compensata dall'incremento dell'attività rete.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2008 pari a €172 milioni diminuisce di €78 milioni (-31,2%) per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa, parzialmente compensata dalle minori imposte sul reddito.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€144 milioni nel trimestre; €149 milioni del semestre) riguardano principalmente svalutazioni di impianti di raffinazione.

### **Andamento operativo**

Nel **secondo trimestre 2008** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 8,70 milioni di tonnellate si riducono del 6,7% rispetto al secondo trimestre 2007. In Italia sono state registrate minori lavorazioni (-10,3%) su Venezia, Taranto e Milazzo per effetto principalmente delle fermate, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione. L'incremento all'estero è dovuto alla maggiore capacità sulla Ceska Rafinerska a seguito dell'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione azionaria realizzata nel 2007.

Le vendite di prodotti petroliferi di 11,96 milioni di tonnellate sono diminuite di 65 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2007, pari allo 0,5%, per effetto essenzialmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e a *trader* solo in parte compensati dal positivo andamento delle vendite sui mercati rete ed extrarete in Italia ed Europa.

Le vendite sulla rete in Italia (2,18 milioni di tonnellate) hanno subito una lieve flessione (-10 mila tonnellate, pari al 0,5%), inferiore al *trend* registrato di consumi nazionali.

Le vendite extrarete in Italia (2,80 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 140 mila tonnellate principalmente per l'incremento dei consumi sul mercato *bunkers*.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 40 mila tonnellate, pari al 4%, essenzialmente in Repubblica Ceca e Ungheria per il contributo delle acquisizioni perfezionate nel quarto trimestre del 2007.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (1,34 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 320 mila tonnellate essenzialmente in Repubblica Ceca e Svizzera a fronte di una riduzione registrata in Francia e Austria.

Nel **primo semestre 2008** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 17,65 milioni di tonnellate si riducono del 3,7% rispetto al primo semestre 2007. In Italia minori lavorazioni (-7,4%) sono state registrate su Venezia, Taranto e Milazzo per effetto principalmente delle fermate, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione. L'incremento all'estero è dovuto alla maggiore capacità sulla Ceska Rafinerska a seguito dell'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione azionaria realizzata nel 2007.

Le vendite di prodotti petroliferi di 23,56 milioni di tonnellate sono diminuite di 0,80 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2007, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e a *trader* solo in parte compensati dalle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete nel resto d'Europa e in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (4,24 milioni di tonnellate) sono aumentate di 70 mila tonnellate, pari all'1,7%, grazie all'incremento della quota di mercato (29,8% rispetto al 28,8% nel primo semestre 2007).

Le vendite extrarete in Italia (5,36 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 90 mila tonnellate per l'incremento dei consumi sul mercato *bunkers*.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (2,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 140 mila tonnellate, pari al 7,4%, essenzialmente in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia per il contributo delle acquisizioni perfezionate nel quarto trimestre del 2007.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (2,54 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 470 mila tonnellate, pari al 22,7% essenzialmente in Repubblica Ceca e Svizzera a fronte di una riduzione registrata in Austria e Francia.

## Conto economico

(€ milioni)

| II trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 |   | I semestre<br>2007 | I semestre<br>2008 | Var. %      |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|---|--------------------|--------------------|-------------|
| 19.775           | 28.313          | 27.109           | 37,1                        | Ricavi della gestione caratteristica                        | 41.688             | 55.422             | 32,9        |
| 164              | 170             | 236              | 43,9                        | Altri ricavi e proventi                                     | 445                | 406                | (8,8)       |
| (14.042)         | (20.359)        | (19.179)         | (36,6)                      | Costi operativi   | (29.504)           | (39.538)           | (34,0)      |
| (56)             |                 |                  |                             | di cui (oneri) proventi non ricorrenti                      | (56)               |                    |             |
| (1.679)          | (1.946)         | (2.443)          | (45,5)                      | Ammortamenti e svalutazioni                                 | (3.306)            | (4.389)            | (32,8)      |
| <b>4.218</b>     | <b>6.178</b>    | <b>5.723</b>     | <b>35,7</b>                 | <b>Utile operativo</b>                                      | <b>9.323</b>       | <b>11.901</b>      | <b>27,7</b> |
| 158              | (100)           | 39               | (75,3)                      | Proventi (oneri) finanziari netti                           | 25                 | (61)               | ..          |
| 289              | 529             | 340              | 17,6                        | Proventi netti su partecipazioni                            | 491                | 869                | 77,0        |
| <b>4.665</b>     | <b>6.607</b>    | <b>6.102</b>     | <b>30,8</b>                 | <b>Utile prima delle imposte</b>                            | <b>9.839</b>       | <b>12.709</b>      | <b>29,2</b> |
| (2.242)          | (3.012)         | (2.470)          | (10,2)                      | Imposte sul reddito   | (4.673)            | (5.482)            | (17,3)      |
| 48,1             | 45,6            | 40,5             |                             | Tax rate (%)  | 47,5               | 43,1               |             |
| 2.423            | 3.595           | 3.632            | 49,9                        | Utile netto   | 5.166              | 7.227              | 39,9        |
|                  |                 |                  |                             | di cui:   |                    |                    |             |
| <b>2.267</b>     | <b>3.321</b>    | <b>3.437</b>     | <b>51,6</b>                 | - utile netto di competenza Eni                             | <b>4.855</b>       | <b>6.758</b>       | <b>39,2</b> |
| 156              | 274             | 195              | 25,0                        | - utile netto di terzi azionisti                            | 311                | 469                | 50,8        |
| <b>2.267</b>     | <b>3.321</b>    | <b>3.437</b>     | <b>51,6</b>                 | <b>Utile netto di competenza Eni</b>                        | <b>4.855</b>       | <b>6.758</b>       | <b>39,2</b> |
| (207)            | (241)           | (542)            |                             | Eliminazione (utile) perdita di magazzino                   | (110)              | (783)              |             |
| 160              | (30)            | (577)            |                             | Esclusione special item:                                    | 155                | (607)              |             |
|                  |                 |                  |                             | di cui:   |                    |                    |             |
| 81               |                 |                  |                             | - oneri (proventi) non ricorrenti                           | 81                 |                    |             |
| 79               | (30)            | (577)            |                             | - altri special item  | 74                 | (607)              |             |
| <b>2.220</b>     | <b>3.050</b>    | <b>2.318</b>     | <b>4,4</b>                  | <b>Utile netto adjusted di competenza Eni<sup>(a)</sup></b> | <b>4.900</b>       | <b>5.368</b>       | <b>9,6</b>  |

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

## Non-GAAP Measure

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, 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 alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura 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 33% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia e del 27,5% per le altre società consolidate a partire dal 1° gennaio 2008 (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.

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

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

(€ milioni)

Primo semestre 2008

|   | E&P          | C&P          | R&M        | Petrochimica | Ingegneria<br>& Costruzioni | Altre attività | Corporate<br>e società<br>finanziarie | Effetto<br>eliminazione<br>utili interni | Gruppo        |
|---|--------------|--------------|------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|---------------|
| <b>Utile operativo</b>                            | <b>9.058</b> | <b>2.284</b> | <b>847</b> | <b>(272)</b> | <b>467</b>                  | <b>(141)</b>   | <b>(112)</b>                          | <b>(230)</b>                             | <b>11.901</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              | (138)        | (816)      | (124)        |                             |                |                                       |  | (1.078)       |
| <b>Esclusione special item:</b>                   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |               |
| <i>di cui:</i>                                    |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |               |
| <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>            |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |               |
| <b>Altri special item:</b>                        | <b>311</b>   | <b>19</b>    | <b>149</b> | <b>171</b>   |                             | <b>39</b>      | <b>2</b>                              |  | <b>691</b>    |
| oneri ambientali                                  |              | 14           | 6          |              |                             | 28             |                                       |  | 48            |
| svalutazioni                                      | 310          |              | 149        | 172          |                             | 2              |                                       |  | 633           |
| accantonamenti a fondo rischi                     |              |              |            |              |                             | 20             |                                       |  | 20            |
| oneri per incentivazione all'esodo                | 2            | 7            | 6          |              |                             | 1              | 11                                    |  | 27            |
| altro   | (1)          | (2)          | (12)       | (1)          |                             | (12)           | (9)                                   |  | (37)          |
| <b>Special item dell'utile operativo</b>          | <b>311</b>   | <b>19</b>    | <b>149</b> | <b>171</b>   |                             | <b>39</b>      | <b>2</b>                              |  | <b>691</b>    |
| <b>Utile operativo adjusted</b>                   | <b>9.369</b> | <b>2.165</b> | <b>180</b> | <b>(225)</b> | <b>467</b>                  | <b>(102)</b>   | <b>(110)</b>                          | <b>(230)</b>                             | <b>11.514</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | 23           | 1            |            |              |                             | (12)           | (73)                                  |  | (61)          |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | 263          | 233          | 64         | 2            | 26                          |                |                                       |  | 588           |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (5.514)      | (820)        | (72)       | 55           | (125)                       |                | 86                                    | 84                                       | (6.306)       |
| Tax rate (%)                                      | 57,1         | 34,2         | 29,5       |              | 25,4                        |                |                                       |  | 52,4          |
| <b>Utile netto adjusted</b>                       | <b>4.141</b> | <b>1.579</b> | <b>172</b> | <b>(168)</b> | <b>368</b>                  | <b>(114)</b>   | <b>(97)</b>                           | <b>(146)</b>                             | <b>5.735</b>  |
| <i>di cui:</i>                                    |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |               |
| - utile netto adjusted di terzi azionisti         |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 367           |
| - <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>5.368</b>  |
| <b>Utile netto di competenza Eni</b>              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>6.758</b>  |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (783)         |
| Esclusione special item:                          |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (607)         |
| - oneri (proventi) non ricorrenti                 |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |               |
| - altri special item                              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (607)         |
| <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>     |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>5.368</b>  |

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2007

|   | E&P          | C&P          | R&M        | Petrochimica | Ingegneria<br>& Costruzioni | Altre attività | Corporate<br>e società<br>finanziarie | Effetto<br>eliminazione<br>utili interni | Gruppo       |
|---|--------------|--------------|------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| <b>Utile operativo</b>                            | <b>6.550</b> | <b>2.106</b> | <b>420</b> | <b>211</b>   | <b>390</b>                  | <b>(231)</b>   | <b>(99)</b>                           | <b>(24)</b>                              | <b>9.323</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              | 108          | (187)      | (28)         |                             |                |                                       |  | (107)        |
| <b>Esclusione special item:</b>                   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| di cui:   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>            | <b>(12)</b>  | <b>(18)</b>  | <b>37</b>  | <b>6</b>     | <b>(11)</b>                 | <b>65</b>      | <b>(11)</b>                           |  | <b>56</b>    |
| <b>Altri special item:</b>                        | <b>77</b>    | <b>6</b>     | <b>35</b>  |              |                             | <b>50</b>      | <b>9</b>                              |  | <b>177</b>   |
| oneri ambientali                                  |              | 1            | 32         |              |                             | 83             |                                       |  | 116          |
| svalutazioni                                      | 76           |              | 1          |              |                             | 6              |                                       |  | 83           |
| accantonamenti a fondo rischi                     |              |              |            |              |                             | 9              |                                       |  | 9            |
| oneri per incentivazione all'esodo                | 1            | 5            | 3          |              |                             | 1              | 9                                     |  | 19           |
| altro   |              |              | (1)        |              |                             | (49)           |                                       |  | (50)         |
| <b>Special item dell'utile operativo</b>          | <b>65</b>    | <b>(12)</b>  | <b>72</b>  | <b>6</b>     | <b>(11)</b>                 | <b>115</b>     | <b>(2)</b>                            |  | <b>233</b>   |
| <b>Utile operativo adjusted</b>                   | <b>6.615</b> | <b>2.202</b> | <b>305</b> | <b>189</b>   | <b>379</b>                  | <b>(116)</b>   | <b>(101)</b>                          | <b>(24)</b>                              | <b>9.449</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | (4)          | 4            |            |              |                             | (4)            | 29                                    |  | 25           |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | 100          | 218          | 84         | 2            | 38                          |                |                                       |  | 442          |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (3.655)      | (847)        | (139)      | (61)         | (113)                       |                | 101                                   | 9  | (4.705)      |
| Tax rate (%)                                      | 54,5         | 34,9         | 35,7       |              | 27,1                        |                |                                       |  | 47,4         |
| <b>Utile netto adjusted</b>                       | <b>3.056</b> | <b>1.577</b> | <b>250</b> | <b>130</b>   | <b>304</b>                  | <b>(120)</b>   | <b>29</b>                             | <b>(15)</b>                              | <b>5.211</b> |
| di cui:   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - utile netto adjusted di terzi azionisti         |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 311          |
| - <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>4.900</b> |
| <b>Utile netto di competenza Eni</b>              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>4.855</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (110)        |
| Esclusione special item:                          |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 155          |
| - oneri (proventi) non ricorrenti                 |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 81           |
| - altri special item                              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 74           |
| <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>     |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>4.900</b> |

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2008

|   | E&P          | G&P        | R&M        | Petrochimica | Ingegneria<br>& Costruzioni | Altre attività | Corporate<br>e società<br>finanziarie | Effetto<br>eliminazione<br>utili interni | Gruppo       |
|---|--------------|------------|------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| <b>Utile operativo</b>                            | <b>4.719</b> | <b>632</b> | <b>615</b> | <b>(240)</b> | <b>253</b>                  | <b>(94)</b>    | <b>(34)</b>                           | <b>(128)</b>                             | <b>5.723</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              | (61)       | (609)      | (86)         |                             |                |                                       |  | (756)        |
| <b>Esclusione special item:</b>                   |              |            |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <i>di cui:</i>                                    |              |            |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>            |              |            |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Altri special item:</b>                        | <b>274</b>   | <b>16</b>  | <b>144</b> | <b>169</b>   |                             | <b>38</b>      | <b>(3)</b>                            |  | <b>638</b>   |
| oneri ambientali                                  |              | 14         |            |              |                             | 28             |                                       |  | 42           |
| svalutazioni                                      | 274          |            | 149        | 170          |                             | 1              |                                       |  | 594          |
| accantonamenti a fondo rischi                     |              |            |            |              |                             | 20             |                                       |  | 20           |
| oneri per incentivazione all'esodo                | 1            | 4          | 4          |              |                             | 1              | 6                                     |  | 16           |
| altro   | (1)          | (2)        | (9)        | (1)          |                             | (12)           | (9)                                   |  | (34)         |
| <b>Special item dell'utile operativo</b>          | <b>274</b>   | <b>16</b>  | <b>144</b> | <b>169</b>   |                             | <b>38</b>      | <b>(3)</b>                            |  | <b>638</b>   |
| <b>Utile operativo adjusted</b>                   | <b>4.993</b> | <b>587</b> | <b>150</b> | <b>(157)</b> | <b>253</b>                  | <b>(56)</b>    | <b>(37)</b>                           | <b>(128)</b>                             | <b>5.605</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | 8            | 2          |            |              |                             | (12)           | 41                                    |  | 39           |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | 151          | 98         | 2          | 2            | 11                          |                |                                       |  | 264          |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (3.105)      | (310)      | (46)       | 53           | (61)                        |                | 22                                    | 52                                       | (3.395)      |
| Tax rate (%)                                      | 60,3         | 45,1       | 30,3       |              | 23,1                        |                |                                       |  | 57,5         |
| <b>Utile netto adjusted</b>                       | <b>2.047</b> | <b>377</b> | <b>106</b> | <b>(102)</b> | <b>203</b>                  | <b>(68)</b>    | <b>26</b>                             | <b>(76)</b>                              | <b>2.513</b> |
| <i>di cui:</i>                                    |              |            |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - utile netto adjusted di terzi azionisti         |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | 195          |
| <b>- utile netto adjusted di competenza Eni</b>   |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | <b>2.318</b> |
| <b>Utile netto di competenza Eni</b>              |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | <b>3.437</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | (542)        |
| Esclusione special item:                          |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | (577)        |
| - oneri (proventi) non ricorrenti                 |              |            |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - altri special item                              |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | (577)        |
| <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>     |              |            |            |              |                             |                |                                       |  | <b>2.318</b> |

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2007

|   | E&P          | G&P         | R&M        | Petrochimica | Ingegneria<br>& Costruzioni | Altre attività | Corporate<br>e società<br>finanziarie | Effetto<br>eliminazione<br>utili interni | Gruppo       |
|---|--------------|-------------|------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| <b>Utile operativo</b>                            | <b>3.418</b> | <b>465</b>  | <b>430</b> | <b>96</b>    | <b>214</b>                  | <b>(215)</b>   | <b>(61)</b>                           | <b>(129)</b>                             | <b>4.218</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              | 68          | (299)      | (31)         |                             |                |                                       |  | (262)        |
| <b>Esclusione special item:</b>                   |              |             |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <i>di cui:</i>                                    |              |             |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>            | <b>(12)</b>  | <b>(18)</b> | <b>37</b>  | <b>6</b>     | <b>(11)</b>                 | <b>65</b>      | <b>(11)</b>                           |  | <b>56</b>    |
| <b>Altri special item:</b>                        | <b>77</b>    | <b>4</b>    | <b>17</b>  | <b>(4)</b>   |                             | <b>84</b>      | <b>6</b>                              |  | <b>184</b>   |
| oneri ambientali                                  |              | 1           | 15         |              |                             | 83             |                                       |  | 99           |
| svalutazioni                                      | 76           |             | 1          |              |                             | 3              |                                       |  | 80           |
| accantonamenti a fondo rischi                     |              |             |            |              |                             | 9              |                                       |  | 9            |
| oneri per incentivazione all'esodo                | 1            | 3           | 2          | (4)          |                             | 1              | 6                                     |  | 9            |
| altro   |              |             | (1)        |              |                             | (12)           |                                       |  | (13)         |
| <b>Special item dell'utile operativo</b>          | <b>65</b>    | <b>(14)</b> | <b>54</b>  | <b>2</b>     | <b>(11)</b>                 | <b>149</b>     | <b>(5)</b>                            |  | <b>240</b>   |
| <b>Utile operativo adjusted</b>                   | <b>3.483</b> | <b>519</b>  | <b>185</b> | <b>67</b>    | <b>203</b>                  | <b>(66)</b>    | <b>(66)</b>                           | <b>(129)</b>                             | <b>4.196</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | 31           | 1           |            |              |                             | (4)            | 130                                   |  | 158          |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | 90           | 103         | 33         | 2            | 12                          |                |                                       |  | 240          |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (1.957)      | (205)       | (81)       | (18)         | (56)                        |                | 51                                    | 48                                       | (2.218)      |
| Tax rate (%)                                      | 54,3         | 32,9        | 37,2       |              | 26,0                        |                |                                       |  | 48,3         |
| <b>Utile netto adjusted</b>                       | <b>1.647</b> | <b>418</b>  | <b>137</b> | <b>51</b>    | <b>159</b>                  | <b>(70)</b>    | <b>115</b>                            | <b>(81)</b>                              | <b>2.376</b> |
| <i>di cui:</i>                                    |              |             |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - utile netto adjusted di terzi azionisti         |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | 156          |
| - utile netto adjusted di competenza Eni          |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | <b>2.220</b> |
| <b>Utile netto di competenza Eni</b>              |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | <b>2.267</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | (207)        |
| Esclusione special item:                          |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | 160          |
| - oneri (proventi) non ricorrenti                 |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | 81           |
| - altri special item                              |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | 79           |
| <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>     |              |             |            |              |                             |                |                                       |  | <b>2.220</b> |

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2008

|   | E&P          | C&P          | R&M        | Petrochimica | Ingegneria<br>& Costruzioni | Altre attività | Corporate<br>e società<br>finanziarie | Effetto<br>eliminazione<br>utili interni | Gruppo       |
|---|--------------|--------------|------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| <b>Utile operativo</b>                            | <b>4.339</b> | <b>1.652</b> | <b>232</b> | <b>(32)</b>  | <b>214</b>                  | <b>(47)</b>    | <b>(78)</b>                           | <b>(102)</b>                             | <b>6.178</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              | (77)         | (207)      | (38)         |                             |                |                                       |  | (322)        |
| <b>Esclusione special item:</b>                   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| di cui:   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>            |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| <b>Altri special item:</b>                        | <b>37</b>    | <b>3</b>     | <b>5</b>   | <b>2</b>     |                             | <b>1</b>       | <b>5</b>                              |  | <b>53</b>    |
| oneri ambientali                                  |              |              | 6          |              |                             |                |                                       |  | 6            |
| svalutazioni                                      | 36           |              |            | 2            |                             | 1              |                                       |  | 39           |
| oneri per incentivazione all'esodo                | 1            | 3            | 2          |              |                             |                | 5                                     |  | 11           |
| altro   |              |              | (3)        |              |                             |                |                                       |  | (3)          |
| <b>Special item dell'utile operativo</b>          | <b>37</b>    | <b>3</b>     | <b>5</b>   | <b>2</b>     |                             | <b>1</b>       | <b>5</b>                              |  | <b>53</b>    |
| <b>Utile operativo adjusted</b>                   | <b>4.376</b> | <b>1.578</b> | <b>30</b>  | <b>(68)</b>  | <b>214</b>                  | <b>(46)</b>    | <b>(73)</b>                           | <b>(102)</b>                             | <b>5.909</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | 15           | (1)          |            |              |                             |                | (114)                                 |  | (100)        |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | 112          | 135          | 62         |              | 15                          |                |                                       |  | 324          |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (2.409)      | (510)        | (26)       | 2            | (64)                        |                | 64                                    | 32                                       | (2.911)      |
| Tax rate (%)                                      | 53,5         | 29,8         | 28,3       |              | 27,9                        |                |                                       |  | 47,5         |
| <b>Utile netto adjusted</b>                       | <b>2.094</b> | <b>1.202</b> | <b>66</b>  | <b>(66)</b>  | <b>165</b>                  | <b>(46)</b>    | <b>(123)</b>                          | <b>(70)</b>                              | <b>3.222</b> |
| di cui:   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - utile netto adjusted di terzi azionisti         |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | 172          |
| - <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>   |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>3.050</b> |
| <b>Utile netto di competenza Eni</b>              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>3.321</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (241)        |
| Esclusione special item:                          |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (30)         |
| - oneri (proventi) non ricorrenti                 |              |              |            |              |                             |                |                                       |  |              |
| - altri special item                              |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | (30)         |
| <b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>     |              |              |            |              |                             |                |                                       |  | <b>3.050</b> |

(a) I valori escludono gli special item.

## Analisi degli special item

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 |   | I semestre |              |
|------------------|-----------------|------------------|---|------------|--------------|
|                  |                 |                  |   | 2007       | 2008         |
| 56               |                 |                  | <b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>  | 56         |              |
| (74)             |                 |                  | di cui:   | (74)       |              |
| 130              |                 |                  | effetto curtailment del TFR   | 130        |              |
|                  |                 |                  | accantonamenti/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust                              |            |              |
| <b>184</b>       | <b>53</b>       | <b>638</b>       | <b>Altri special item:</b>  | <b>177</b> | <b>691</b>   |
| 80               | 39              | 594              | svalutazioni  | 83         | 633          |
| 99               | 6               | 42               | oneri ambientali  | 116        | 48           |
| 9                |                 | 20               | accantonamenti a fondo rischi   | 9          | 20           |
| 9                | 11              | 16               | oneri per incentivazione all'esodo  | 19         | 27           |
| (13)             | (3)             | (34)             | altro   | (50)       | (37)         |
| <b>240</b>       | <b>53</b>       | <b>638</b>       | <b>Special item dell'utile operativo</b>  | <b>233</b> | <b>691</b>   |
| (6)              | (185)           |                  | <b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>   | (6)        | (185)        |
|                  |                 |                  | di cui:   |            |              |
|                  | (185)           |                  | plusvalenza per cessione della partecipazione in GTT<br>(Gaztransport et Technigaz sas) |            | (185)        |
| (74)             |                 | (1.215)          | <b>Imposte sul reddito</b>  | (72)       | (1.215)      |
|                  |                 | (290)            | di cui:   |            | (290)        |
|                  |                 | (537)            | effetti ex Legge Finanziaria 2008   |            | (537)        |
|                  |                 | (173)            | effetti ex D.L. n. 112 del 25 giugno 2008   |            | (173)        |
| (46)             |                 | (40)             | adeguamento fiscalità differita Libia   | (46)       | (40)         |
| (28)             |                 | (175)            | altri   | (26)       | (175)        |
| <b>160</b>       | <b>(132)</b>    | <b>(577)</b>     | fiscalità su special item dell'utile operativo  | (26)       | (175)        |
|                  |                 |                  | <b>Totale special item dell'utile netto</b>   | <b>155</b> | <b>(709)</b> |
|                  | (102)           |                  | di cui:   |            | (102)        |
| <b>160</b>       | <b>(30)</b>     | <b>(577)</b>     | - quota degli special item di competenza di terzi azionisti                             |            | (102)        |
|                  |                 |                  | - quota degli special item di competenza Eni  | <b>155</b> | <b>(607)</b> |

## Utile operativo adjusted

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % Il trim.<br>08 vs 07 |                                    | I semestre   |               |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------|---------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |                                    | 2007         | 2008          | Var. %      |
| 3.483            | 4.376           | 4.993            | 43,4                        | Exploration & Production           | 6.615        | 9.369         | 41,6        |
| 519              | 1.578           | 587              | 13,1                        | Gas & Power                        | 2.202        | 2.165         | (1,7)       |
| 185              | 30              | 150              | (18,9)                      | Refining & Marketing               | 305          | 180           | (41,0)      |
| 67               | (68)            | (157)            | ..                          | Petrolchimica                      | 189          | (225)         | ..          |
| 203              | 214             | 253              | 24,6                        | Ingegneria & Costruzioni           | 379          | 467           | 23,2        |
| (66)             | (46)            | (56)             | 15,2                        | Altre attività                     | (116)        | (102)         | 12,1        |
| (66)             | (73)            | (37)             | 43,9                        | Corporate e società finanziarie    | (101)        | (110)         | (8,9)       |
| (129)            | (102)           | (128)            |                             | Effetto eliminazione utili interni | (24)         | (230)         |             |
| <b>4.196</b>     | <b>5.909</b>    | <b>5.605</b>     | <b>33,6</b>                 |                                    | <b>9.449</b> | <b>11.514</b> | <b>21,9</b> |

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

| II trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 |                                 | I semestre    |               |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|---------------------------------|---------------|---------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |                                 | 2007          | 2008          | Var. %      |
| 6.468            | 8.782           | 9.107            | 40,8                        | Exploration & Production        | 12.829        | 17.889        | 39,4        |
| 5.179            | 9.907           | 6.985            | 34,9                        | Gas & Power                     | 13.722        | 16.892        | 23,1        |
| 8.937            | 10.980          | 13.294           | 48,8                        | Refining & Marketing            | 16.880        | 24.274        | 43,8        |
| 1.802            | 1.760           | 1.759            | (2,4)                       | Petrolchimica                   | 3.476         | 3.519         | 1,2         |
| 2.327            | 2.051           | 2.160            | (7,2)                       | Ingegneria & Costruzioni        | 4.289         | 4.211         | (1,8)       |
| 46               | 51              | 44               | (4,3)                       | Altre attività                  | 103           | 95            | (7,8)       |
| 335              | 301             | 342              | 2,1                         | Corporate e società finanziarie | 617           | 643           | 4,2         |
| (5.319)          | (5.519)         | (6.582)          |                             | Elisioni di consolidamento      | (10.228)      | (12.101)      |             |
| <b>19.775</b>    | <b>28.313</b>   | <b>27.109</b>    | <b>37,1</b>                 |                                 | <b>41.688</b> | <b>55.422</b> | <b>32,9</b> |

## Costi operativi

(€ milioni)

| II trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 |  | I semestre    |               |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|--|---------------|---------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |  | 2007          | 2008          | Var. %      |
| 13.143           | 19.418          | 18.148           | 38,1                        | Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 27.727        | 37.566        | 35,5        |
| 130              |                 |                  |                             | di cui - oneri non ricorrenti                    | 130           |               |             |
| 154              | 39              | 151              |                             | - altri special item                             | 171           | 190           |             |
| 899              | 941             | 1.031            | 14,7                        | Costo lavoro                                     | 1.777         | 1.972         | 11,0        |
| (74)             |                 |                  |                             | di cui - oneri non ricorrenti                    | (74)          |               |             |
|                  |                 |                  |                             | (effetto curtailment del TFR)                    |               |               |             |
| 9                | 11              | 16               |                             | - incentivi per esodi agevolati                  | 19            | 27            |             |
| <b>14.042</b>    | <b>20.359</b>   | <b>19.179</b>    | <b>36,6</b>                 |  | <b>29.504</b> | <b>39.538</b> | <b>34,0</b> |

## Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

| II trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 | Var. % II trim.<br>08 vs 07 |                                    | I semestre   |              |             |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
|                  |                 |                  |                             |                                    | 2007         | 2008         | Var. %      |
| 1.276            | 1.538           | 1.534            | 20,2                        | Exploration & Production           | 2.516        | 3.072        | 22,1        |
| 167              | 170             | 170              | 1,8                         | Gas & Power                        | 333          | 340          | 2,1         |
| 108              | 112             | 106              | (1,9)                       | Refining & Marketing               | 216          | 218          | 0,9         |
| 25               | 32              | 32               | 28,0                        | Petrolchimica                      | 56           | 64           | 14,3        |
| 56               | 75              | 79               | 41,1                        | Ingegneria & Costruzioni           | 119          | 154          | 29,4        |
| 1                | 2               | (1)              | ..                          | Altre attività                     | 2            | 1            | (50,0)      |
| 15               | 17              | 18               | 20,0                        | Corporate e società finanziarie    | 31           | 35           | 12,9        |
| (3)              | (3)             | (3)              |                             | Effetto eliminazione utili interni | (4)          | (6)          |             |
| <b>1.645</b>     | <b>1.943</b>    | <b>1.935</b>     | <b>17,6</b>                 | <b>Ammortamenti</b>                | <b>3.269</b> | <b>3.878</b> | <b>18,6</b> |
| <b>34</b>        | <b>3</b>        | <b>508</b>       | <b>..</b>                   | <b>Svalutazioni</b>                | <b>37</b>    | <b>511</b>   | <b>..</b>   |
| <b>1.679</b>     | <b>1.946</b>    | <b>2.443</b>     | <b>45,5</b>                 |                                    | <b>3.306</b> | <b>4.389</b> | <b>32,8</b> |

## Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

| <b>Primo semestre 2008</b>                             | <b>Exploration &amp; Production</b> | <b>Gas &amp; Power</b> | <b>Refining &amp; Marketing</b> | <b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b> | <b>Altri</b> | <b>Gruppo</b> |
|--|-------------------------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------|---------------|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 27                                  | 232                    | 130                             | 20                                  | 2            | <b>411</b>    |
| Dividendi  | 238                                 | 2                      | 29                              | 1                                   |              | <b>270</b>    |
| Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni        |                                     |                        |                                 | 187                                 |              | <b>187</b>    |
| Altri proventi netti                                   | (2)                                 |                        |                                 | 3                                   |              | <b>1</b>      |
|  | <b>263</b>                          | <b>234</b>             | <b>159</b>                      | <b>211</b>                          | <b>2</b>     | <b>869</b>    |

## Imposte sul reddito

(€ milioni)

|                            | I semestre   |               | Var. ass.    |
|----------------------------|--------------|---------------|--------------|
|                            | 2007         | 2008          |              |
| <b>Utile ante imposte</b>  |              |               |              |
| Italia                     | 3.348        | 3.108         | (240)        |
| Esteri                     | 6.491        | 9.601         | 3.110        |
|                            | <b>9.839</b> | <b>12.709</b> | <b>2.870</b> |
| <b>Imposte sul reddito</b> |              |               |              |
| Italia                     | 1.255        | 406           | (849)        |
| Esteri                     | 3.418        | 5.076         | 1.658        |
|                            | <b>4.673</b> | <b>5.482</b>  | <b>809</b>   |
| <b>Tax rate (%)</b>        |              |               |              |
| Italia                     | 37,5         | 13,1          | (24,4)       |
| Esteri                     | 52,7         | 52,9          | 0,2          |
|                            | <b>47,5</b>  | <b>43,1</b>   | <b>(4,4)</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)

|   | 31.12.2007     | 31.03.2008     | 30.06.2008     | Var. ass. vs<br>31.12.2007 | Var. ass. vs<br>31.03.2008 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------------------|
| <b>Capitale immobilizzato</b>   |                |                |                |                            |                            |
| Immobili, impianti e macchinari   | 50.137         | 52.028         | 53.032         | 2.895                      | 1.004                      |
| Altre immobilizzazioni  | 563            |                |                | (563)                      |                            |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo  | 2.171          | 2.281          | 2.401          | 230                        | 120                        |
| Attività immateriali  | 4.333          | 4.598          | 4.797          | 464                        | 199                        |
| Partecipazioni  | 6.111          | 5.879          | 5.884          | (227)                      | 5                          |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa                    | 725            | 699            | 833            | 108                        | 134                        |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento                | (1.191)        | (1.066)        | (1.556)        | (365)                      | (490)                      |
|   | <b>62.849</b>  | <b>64.419</b>  | <b>65.391</b>  | <b>2.542</b>               | <b>972</b>                 |
| <b>Capitale di esercizio netto</b>  |                |                |                |                            |                            |
| Rimanenze   | 5.499          | 5.232          | 6.213          | 714                        | 981                        |
| Crediti commerciali   | 15.609         | 16.527         | 15.101         | (508)                      | (1.426)                    |
| Debiti commerciali  | (11.092)       | (10.330)       | (10.563)       | 529                        | (233)                      |
| Debiti tributari e fondo imposte netto  | (4.412)        | (6.653)        | (4.340)        | 72                         | 2.313                      |
| Fondi per rischi e oneri  | (8.486)        | (8.292)        | (8.296)        | 190                        | (4)                        |
| Altre attività (passività) d'esercizio:   |                |                |                |                            |                            |
| Partecipazioni  | 2.476          | 2.352          | 2.279          | (197)                      | (73)                       |
| Altre attività (passività) <sup>(a)</sup>   | (2.600)        | (2.406)        | (5.002)        | (2.402)                    | (2.596)                    |
|   | <b>(3.006)</b> | <b>(3.570)</b> | <b>(4.608)</b> | <b>(1.602)</b>             | <b>(1.038)</b>             |
| <b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>   | <b>(935)</b>   | <b>(910)</b>   | <b>(915)</b>   | <b>20</b>                  | <b>(5)</b>                 |
| <b>Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto</b> | <b>286</b>     | <b>266</b>     | <b>586</b>     | <b>300</b>                 | <b>320</b>                 |
| <b>Capitale investito netto</b>   | <b>59.194</b>  | <b>60.205</b>  | <b>60.454</b>  | <b>1.260</b>               | <b>249</b>                 |
| <b>Patrimonio netto</b>   |                |                |                |                            |                            |
| di competenza: - Eni  | 40.428         | 41.930         | 41.207         | 779                        | (723)                      |
| - terzi azionisti   | 2.439          | 2.684          | 2.682          | 243                        | (2)                        |
|   | <b>42.867</b>  | <b>44.614</b>  | <b>43.889</b>  | <b>1.022</b>               | <b>(725)</b>               |
| <b>Indebitamento finanziario netto</b>  | <b>16.327</b>  | <b>15.591</b>  | <b>16.565</b>  | <b>238</b>                 | <b>974</b>                 |
| <b>Coperture</b>  | <b>59.194</b>  | <b>60.205</b>  | <b>60.454</b>  | <b>1.260</b>               | <b>249</b>                 |

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €398 milioni (€305 milioni al 31 marzo 2008 e €248 milioni al 31 dicembre 2007) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €356 milioni (€341 milioni al 31 marzo 2008 e €368 milioni al 31 dicembre 2007).

Il valore di libro dell'asset espropriato di Dación (€563 milioni al 31 dicembre 2007) è stato riclassificato dalla voce **Altre immobilizzazioni** alla voce **Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento** sulla base dell'accordo transattivo definito con le Autorità venezuelane nel febbraio 2008 che prevede un indennizzo in denaro da corrisponderci in sette rate annuali, con maturazione di interessi. Il valore attuale di tale indennizzo corrisponde al valore di libro dell'asset espropriato, al netto dei fondi ad esso relativi.

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.608 milioni) è diminuito di €1.602 milioni rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto essenzialmente della variazione negativa di €2.672 milioni (€1.622 milioni al netto del relativo effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 102,7 milioni di barili al 30 giugno 2008 per effetto delle operazioni liquidate nel semestre. Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved e unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. L'incremento dei debiti tributari connesso allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e ai maggiori debiti per accise<sup>(5)</sup> è stato assorbito dalla riduzione delle imposte differite passive nette relative alle imprese italiane e alle attività in Libia a fronte di quelle attivate in relazione all'acquisizione di Burren. Tra le attività, è aumentato in particolare il valore di libro delle rimanenze di idrocarburi valutate al costo medio ponderato in considerazione dell'aumento dei prezzi di mercato.

### 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. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(€ milioni)

|   | 31.12.2007    | 31.03.2008    | 30.06.2008    | Var. ass. vs<br>31.03.2008 | Var. ass. vs<br>31.12.2007 |
|---|---------------|---------------|---------------|----------------------------|----------------------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari                                | 19.830        | 19.930        | 21.323        | 1.393                      | 1.493                      |
| <i>Debiti finanziari a breve termine</i>                          | 8.500         | 9.263         | 10.857        | 1.594                      | 2.357                      |
| <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>                          | 11.330        | 10.667        | 10.466        | (201)                      | (864)                      |
| Disponibilità liquide ed equivalenti                              | (2.114)       | (2.341)       | (1.518)       | 823                        | 596                        |
| Titoli non strumentali all'attività operativa                     | (174)         | (167)         | (114)         | 53                         | 60                         |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa         | (1.215)       | (1.831)       | (3.126)       | (1.295)                    | (1.911)                    |
| <b>Indebitamento finanziario netto</b>                            | <b>16.327</b> | <b>15.591</b> | <b>16.565</b> | <b>974</b>                 | <b>238</b>                 |
| <b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b> | <b>42.867</b> | <b>44.614</b> | <b>43.889</b> | <b>(725)</b>               | <b>1.022</b>               |
| <b>Leverage</b>   | <b>0,38</b>   | <b>0,35</b>   | <b>0,38</b>   | <b>0,03</b>                |                            |

Assumendo al 30 giugno 2008 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle società ex-Yukos, il *leverage* si ridetermina in 0,31.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €2.755 milioni il credito finanziario collaterale relativo ad un deposito di Eni SpA a garanzia su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.

(5) Dovuto alla circostanza che le accise sui prodotti petroliferi venduti in Italia nella prima metà del mese di dicembre sono versati nello stesso mese, a differenza del regime ordinario che prevede il versamento nel mese successivo.

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2008

(€ milioni)

| Società emittente          | Ammontare al<br>30 giugno 2008 <sup>(a)</sup> |
|----------------------------|---|
| Eni Coordination Center SA | 286   |
| Eni Lasmo Plc              | 182   |
|                            | <b>468</b>                                    |

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

## Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2008 (garantiti da Eni SpA)

| Società emittente          | Ammontare nominale<br>emesso<br>(milioni) | Valuta | Ammontare<br>al 30 giugno <sup>(a)</sup><br>(€ milioni) | Scadenza   | Tasso     | %    |
|----------------------------|---|--------|---|------------|-----------|------|
| Eni SpA                    | 250                                       | EUR    | 253   | 14/11/2017 | fisso     | 4,75 |
| Eni Coordination Center SA | 5.000                                     | YEN    | 30  | 13/03/2015 | fisso     | 1,53 |
| Eni Coordination Center SA | 100                                       | EUR    | 101   | 18/04/2028 | fisso     | 5,44 |
| Eni UK Holding Plc         | 17  | GBP    | 21  | 31/03/2013 | variabile |      |
|                            |   |        | <b>405</b>  |            |           |      |

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

## Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

|  |               |
|--|---------------|
| <b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2007</b>        | <b>42.867</b> |
| Utile netto  | 7.227         |
| Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da <i>cash flow hedge</i>                | (1.751)       |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni   | (2.551)       |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate                                    | (224)         |
| Acquisto di azioni proprie Eni SpA   | (388)         |
| Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti                  | 9             |
| Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Saipem) | (9)           |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro                 | (1.312)       |
| Altre variazioni   | 21            |
| <b>Totale variazioni</b>   | <b>1.022</b>  |
| <b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2008</b>          | <b>43.889</b> |
| di competenza:   |               |
| - Eni  | 41.207        |
| - terzi azionisti  | 2.682         |

## 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 33% dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia. 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<br><b>30 giugno 2008</b>              | Exploration &<br>Production | Gas &<br>Power | Refining &<br>Marketing | Gruppo        |
|--|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------------|
| <b>Utile netto <i>adjusted</i></b>   | <b>7.576</b>                | <b>2.938</b>   | <b>241</b>              | <b>10.618</b> |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito<br>(al netto dell'effetto fiscale) | -                           | -              | -                       | <b>327</b>    |
| <b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>   | <b>7.576</b>                | <b>2.938</b>   | <b>241</b>              | <b>10.945</b> |
| Capitale investito netto <i>adjusted</i>   |                             |                |                         |               |
| - ad inizio periodo  | 21.717                      | 18.412         | 5.775                   | <b>51.418</b> |
| - a fine periodo   | 23.610                      | 20.045         | 8.490                   | <b>59.282</b> |
| <b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>                                    | <b>22.664</b>               | <b>19.229</b>  | <b>7.133</b>            | <b>55.350</b> |
| <b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>   | <b>33,4</b>                 | <b>15,3</b>    | <b>3,4</b>              | <b>19,8</b>   |

Assumendo al 30 giugno 2008 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (quota Eni 60%), il ROACE di Gruppo e della divisione Exploration & Production si rideterminano rispettivamente in 20,4% e 35,9%.

(€ milioni)

| Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il<br><b>30 giugno 2007</b>              | Exploration &<br>Production | Gas &<br>Power | Refining &<br>Marketing | Gruppo        |
|--|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------------|
| <b>Utile netto <i>adjusted</i></b>   | <b>6.316</b>                | <b>2.922</b>   | <b>622</b>              | <b>10.454</b> |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito<br>(al netto dell'effetto fiscale) | -                           | -              | -                       | <b>4</b>      |
| <b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>   | <b>6.316</b>                | <b>2.922</b>   | <b>622</b>              | <b>10.458</b> |
| Capitale investito netto <i>adjusted</i>   |                             |                |                         |               |
| - ad inizio periodo  | 19.166                      | 16.706         | 5.626                   | <b>46.257</b> |
| - a fine periodo   | 21.717                      | 18.451         | 5.909                   | <b>51.551</b> |
| <b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>                                    | <b>20.442</b>               | <b>17.579</b>  | <b>5.768</b>            | <b>48.904</b> |
| <b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>   | <b>30,9</b>                 | <b>16,6</b>    | <b>10,8</b>             | <b>21,4</b>   |

(€ milioni)

| Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il<br><b>31 dicembre 2007</b>            | Exploration &<br>Production | Gas &<br>Power | Refining &<br>Marketing | Gruppo        |
|--|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------------|
| <b>Utile netto <i>adjusted</i></b>   | <b>6.491</b>                | <b>2.936</b>   | <b>319</b>              | <b>10.094</b> |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito<br>(al netto dell'effetto fiscale) | -                           | -              | -                       | <b>174</b>    |
| <b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>   | <b>6.491</b>                | <b>2.936</b>   | <b>319</b>              | <b>10.268</b> |
| Capitale investito netto <i>adjusted</i>   |                             |                |                         |               |
| - ad inizio periodo  | 18.590                      | 18.906         | 5.631                   | <b>47.966</b> |
| - a fine periodo   | 24.643                      | 20.547         | 7.149                   | <b>58.695</b> |
| <b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>                                    | <b>21.617</b>               | <b>19.727</b>  | <b>6.390</b>            | <b>53.331</b> |
| <b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>   | <b>30,0</b>                 | <b>14,9</b>    | <b>5,0</b>              | <b>19,3</b>   |

## Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

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

### RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 |   | I semestre    |               |
|------------------|-----------------|------------------|---|---------------|---------------|
|                  |                 |                  |   | 2007          | 2008          |
| <b>2.423</b>     | <b>3.595</b>    | <b>3.632</b>     | <b>Utile netto</b>  | <b>5.166</b>  | <b>7.227</b>  |
|                  |                 |                  | <i>a rettifica:</i>   |               |               |
| 1.620            | 1.744           | 2.130            | - ammortamenti e altri componenti non monetari  | 2.871         | 3.874         |
| (12)             | (195)           | (12)             | - plusvalenze nette su cessioni di attività   | (26)          | (207)         |
| 1.973            | 2.966           | 2.296            | - dividendi, interessi, imposte e altre variazioni  | 4.370         | 5.262         |
| <b>6.004</b>     | <b>8.110</b>    | <b>8.046</b>     | <b>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</b> | <b>12.381</b> | <b>16.156</b> |
| 478              | (1.253)         | 103              | Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione                                     | 923           | (1.150)       |
| (2.362)          | (2.098)         | (2.958)          | Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati                               | (3.621)       | (5.056)       |
| <b>4.120</b>     | <b>4.759</b>    | <b>5.191</b>     | <b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>   | <b>9.683</b>  | <b>9.950</b>  |
| (2.244)          | (3.118)         | (3.641)          | Investimenti tecnici  | (4.257)       | (6.759)       |
| (4.925)          | (1.784)         | (165)            | Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda                            | (4.935)       | (1.949)       |
| 164              | 328             | 145              | Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate                                   | 176           | 473           |
| 358              | 324             | 257              | Altre variazioni relative all'attività di investimento  | 206           | 581           |
| <b>(2.527)</b>   | <b>509</b>      | <b>1.787</b>     | <b>Free cash flow</b>   | <b>873</b>    | <b>2.296</b>  |
| 5.265            | (629)           | (1.200)          | Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento                           | 230           | (1.829)       |
| (253)            | 687             | 1.423            | Variazione debiti finanziari a breve e lungo  | 4.634         | 2.110         |
| (2.821)          | (199)           | (2.959)          | Flusso di cassa del capitale proprio  | (3.266)       | (3.158)       |
| (19)             | (141)           | 126              | Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità                       | (88)          | (15)          |
| <b>(355)</b>     | <b>227</b>      | <b>(823)</b>     | <b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>  | <b>2.383</b>  | <b>(596)</b>  |

### VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | II trim.<br>2008 |   | I semestre     |              |
|------------------|-----------------|------------------|---|----------------|--------------|
|                  |                 |                  |   | 2007           | 2008         |
| <b>(2.527)</b>   | <b>509</b>      | <b>1.787</b>     | <b>Free cash flow</b>   | <b>873</b>     | <b>2.296</b> |
| (24)             |                 |                  | Debiti e crediti finanziari società acquisite                       |                |              |
|                  |                 |                  | Debiti e crediti finanziari società disinvestite                    | (24)           |              |
| 102              | 426             | 198              | Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | 62             | 624          |
| (2.821)          | (199)           | (2.959)          | Flusso di cassa del capitale proprio                                | (3.266)        | (3.158)      |
| <b>(5.270)</b>   | <b>736</b>      | <b>(974)</b>     | <b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>              | <b>(2.355)</b> | <b>(238)</b> |

Gli **investimenti tecnici** di €6.759 milioni (€4.257 milioni nel primo semestre 2007) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.827 milioni), in particolare in Egitto, Kazakhstan, Angola, Italia e Congo e le attività di ricerca esplorativa (€981 milioni), con investimenti concentrati per il 93% all'estero, in particolare in Stati Uniti, Egitto, Angola, Libia, Norvegia e Regno Unito. Gli investimenti per l'acquisto di *proved* e *unproved property* per €621 milioni sono relativi all'estensione della durata dei titoli minerari in Libia a seguito dell'accordo siglato nell'ottobre 2007 con la società di Stato NOC;
- il potenziamento dei gasdotti di importazione nonché lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€703 milioni);
- l'attività di raffinazione (€251 milioni) per il miglioramento della conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€81 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€977 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Gli **investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda** (€1.949 milioni) si riferiscono principalmente al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1.700 milioni, al netto delle disponibilità acquisite di €100 milioni).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (€473 milioni) si riferiscono essenzialmente alla vendita, da parte del settore Ingegneria & Costruzioni, della partecipazione del 30% di GTT (Gaztransport et Technigaz Sas), società che opera nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto del GNL.

# Investimenti tecnici

## EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |  | I semestre   |              |
|------------------|-----------------|------------------|--|--------------|--------------|
|                  |                 |                  |  | 2007         | 2008         |
| 23               | 324             | 297              | <b>Acquisto di riserve proved e unproved</b> | 96           | 621          |
| 6                | 324             | 277              | Africa Settentrionale                        | 11           | 601          |
|                  |                 | 13               | Africa Occidentale                           |              | 13           |
| 17               |                 | 7                | Resto del mondo                              | 85           | 7            |
| <b>375</b>       | <b>528</b>      | <b>453</b>       | <b>Esplorazione</b>                          | <b>748</b>   | <b>981</b>   |
| 28               | 22              | 49               | Italia                                       | 62           | 71           |
| 86               | 123             | 90               | Africa Settentrionale                        | 169          | 213          |
| 69               | 93              | 46               | Africa Occidentale                           | 138          | 139          |
| 49               | 84              | 64               | Mare del Nord                                | 124          | 148          |
| 9                | 4               | 3                | Area Caspio                                  | 19           | 7            |
| 134              | 202             | 201              | Resto del mondo                              | 236          | 403          |
| <b>1.056</b>     | <b>1.258</b>    | <b>1.569</b>     | <b>Sviluppo</b>                              | <b>1.965</b> | <b>2.827</b> |
| 147              | 157             | 200              | Italia                                       | 254          | 357          |
| 23               | 39              | 59               | <i>di cui: stoccaggio</i>                    | 34           | 98           |
| 207              | 272             | 270              | Africa Settentrionale                        | 395          | 542          |
| 256              | 306             | 474              | Africa Occidentale                           | 522          | 780          |
| 114              | 89              | 123              | Mare del Nord                                | 203          | 212          |
| 182              | 211             | 224              | Area Caspio                                  | 316          | 435          |
| 150              | 223             | 278              | Resto del mondo                              | 275          | 501          |
| 17               | 12              | 21               | <b>Altro</b>                                 | <b>28</b>    | <b>33</b>    |
| <b>1.471</b>     | <b>2.122</b>    | <b>2.340</b>     |  | <b>2.837</b> | <b>4.462</b> |

## GAS & POWER

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |                                 | I semestre |            |
|------------------|-----------------|------------------|---------------------------------|------------|------------|
|                  |                 |                  |                                 | 2007       | 2008       |
| 263              | 375             | 293              | Italia                          | 425        | 668        |
| 42               | 36              | 167              | Estero                          | 101        | 203        |
| <b>305</b>       | <b>411</b>      | <b>460</b>       |                                 | <b>526</b> | <b>871</b> |
| 52               | 32              | 50               | <b>Mercato</b>                  | <b>112</b> | <b>82</b>  |
| 11               | 9               | 32               | - Mercato                       | 24         | 41         |
|                  | 1               | 12               | Italia                          | 8          | 13         |
| 11               | 8               | 20               | Estero                          | 16         | 28         |
| 41               | 23              | 18               | - Generazione elettrica         | 88         | 41         |
| <b>222</b>       | <b>351</b>      | <b>263</b>       | <b>Business regolati Italia</b> | <b>329</b> | <b>614</b> |
| 191              | 319             | 210              | - Trasporto                     | 273        | 529        |
| 31               | 32              | 53               | - Distribuzione                 | 56         | 85         |
| 31               | 28              | 147              | <b>Trasporto internazionale</b> | <b>85</b>  | <b>175</b> |
| <b>305</b>       | <b>411</b>      | <b>460</b>       |                                 | <b>526</b> | <b>871</b> |

## REFINING & MARKETING

(€ milioni)

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |   | I semestre |            |
|------------------|-----------------|------------------|---|------------|------------|
|                  |                 |                  |   | 2007       | 2008       |
| 160              | 140             | 178              | Italia                                  | 283        | 318        |
| 25               | 9               | 23               | Estero                                  | 36         | 32         |
| <b>185</b>       | <b>149</b>      | <b>201</b>       |   | <b>319</b> | <b>350</b> |
| <b>110</b>       | <b>113</b>      | <b>138</b>       | <b>Raffinazione, supply e logistica</b> | <b>214</b> | <b>251</b> |
| 110              | 113             | 138              | Italia                                  | 214        | 251        |
| 55               | 28              | 53               | <b>Marketing</b>                        | <b>85</b>  | <b>81</b>  |
| 30               | 19              | 30               | Italia                                  | 49         | 49         |
| 25               | 9               | 23               | Estero                                  | 36         | 32         |
| 20               | 8               | 10               | <b>Altre Attività</b>                   | <b>20</b>  | <b>18</b>  |
| <b>185</b>       | <b>149</b>      | <b>201</b>       |   | <b>319</b> | <b>350</b> |

# Exploration & Production

## PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |   |                   | I semestre   |              |
|------------------|-----------------|------------------|---|-------------------|--------------|--------------|
|                  |                 |                  |   |                   | 2007         | 2008         |
| <b>1.736</b>     | <b>1.796</b>    | <b>1.772</b>     | <b>Produzione giornaliera di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup></b> | (migliaia di boe) | <b>1.735</b> | <b>1.784</b> |
| 215              | 206             | 204              | Italia  |                   | 219          | 205          |
| 599              | 626             | 652              | Africa Settentrionale   |                   | 583          | 639          |
| 333              | 325             | 305              | Africa Occidentale  |                   | 335          | 315          |
| 264              | 236             | 249              | Mare del Nord   |                   | 275          | 243          |
| 121              | 138             | 124              | Area Caspio   |                   | 117          | 131          |
| 204              | 265             | 238              | Resto del mondo   |                   | 206          | 251          |
| <b>152,2</b>     | <b>157,0</b>    | <b>156,9</b>     | <b>Produzione venduta<sup>(a)</sup></b>                       | (milioni di boe)  | <b>302,3</b> | <b>313,9</b> |

## PRODUZIONE GIORNALIERA DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |  |                      | I semestre   |              |
|------------------|-----------------|------------------|--|----------------------|--------------|--------------|
|                  |                 |                  |  |                      | 2007         | 2008         |
| <b>1.026</b>     | <b>1.012</b>    | <b>998</b>       | <b>Produzione giornaliera di petrolio e condensati<sup>(a)</sup></b> | (migliaia di barili) | <b>1.028</b> | <b>1.005</b> |
| 76               | 72              | 70               | Italia   |                      | 76           | 71           |
| 333              | 333             | 346              | Africa Settentrionale  |                      | 331          | 340          |
| 285              | 280             | 259              | Africa Occidentale   |                      | 286          | 269          |
| 155              | 141             | 145              | Mare del Nord  |                      | 163          | 143          |
| 79               | 89              | 82               | Area Caspio  |                      | 75           | 86           |
| 98               | 97              | 96               | Resto del mondo  |                      | 97           | 96           |

## PRODUZIONE GIORNALIERA DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

| Il trim.<br>2007 | I trim.<br>2008 | Il trim.<br>2008 |  |                         | I semestre |            |
|------------------|-----------------|------------------|--|-------------------------|------------|------------|
|                  |                 |                  |  |                         | 2007       | 2008       |
| <b>116</b>       | <b>128</b>      | <b>126</b>       | <b>Produzione giornaliera di gas naturale<sup>(a)(b)</sup></b> | (milioni di metri cubi) | <b>115</b> | <b>127</b> |
| 23               | 22              | 22               | Italia   |                         | 23         | 22         |
| 43               | 48              | 50               | Africa Settentrionale  |                         | 41         | 49         |
| 8                | 7               | 7                | Africa Occidentale   |                         | 8          | 8          |
| 18               | 16              | 17               | Mare del Nord  |                         | 18         | 16         |
| 7                | 8               | 7                | Area Caspio  |                         | 7          | 7          |
| 17               | 27              | 23               | Resto del mondo  |                         | 18         | 25         |

(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 (8,0 e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2008 e 2007, rispettivamente, 8,1 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2008 e 2007, rispettivamente, e 8 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2008).

## Petrolchimica

(migliaia di tonnellate)

| <u>Il trim.<br/>2007</u> | <u>I trim.<br/>2008</u> | <u>Il trim.<br/>2008</u> |                         | <u>I semestre<br/>2007 2008</u> |              |
|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------|
|                          |                         |                          | <b>Vendite</b>          |                                 |              |
| 739                      | 747                     | 670                      | Petrolchimica di base   | 1.510                           | 1.417        |
| 272                      | 274                     | 265                      | Stirenici ed Elastomeri | 544                             | 539          |
| 384                      | 353                     | 368                      | Polietileni             | 758                             | 721          |
| <b>1.395</b>             | <b>1.374</b>            | <b>1.303</b>             |                         | <b>2.812</b>                    | <b>2.677</b> |
| <b>2.181</b>             | <b>2.157</b>            | <b>1.979</b>             | <b>Produzioni</b>       | <b>4.411</b>                    | <b>4.136</b> |

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

| <u>Il trim.<br/>2007</u> | <u>I trim.<br/>2008</u> | <u>Il trim.<br/>2008</u> |                         | <u>I semestre<br/>2007 2008</u> |              |
|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------|
|                          |                         |                          | <b>Ordini acquisiti</b> |                                 |              |
| 816                      | 1.581                   | 1.838                    | <i>Offshore</i>         | 1.881                           | 3.419        |
| 1.597                    | 464                     | 591                      | <i>Onshore</i>          | 2.774                           | 1.055        |
| 72                       | 131                     | 82                       | Perforazioni mare       | 144                             | 213          |
| 95                       | 79                      | 705                      | Perforazioni terra      | 149                             | 784          |
| <b>2.580</b>             | <b>2.255</b>            | <b>3.216</b>             |                         | <b>4.948</b>                    | <b>5.471</b> |

(€ milioni)

| <b>Portafoglio ordini</b> | <b>31.12.2007</b> | <b>30.06.2008</b> |
|---------------------------|-------------------|-------------------|
|                           | 15.390            | 16.191            |