



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  
 www.eni.it

## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL PRIMO SEMESTRE E DEL SECONDO TRIMESTRE 2006

- **utile netto: 5,28 miliardi di euro nel semestre (+21,5%); 2,3 miliardi di euro nel trimestre (+21,2%)**
- **utile netto adjusted: 5,44 miliardi di euro nel semestre (+23,3%); 2,48 miliardi di euro nel trimestre (+22,7%)**
- **produzione di idrocarburi nel semestre: 1,79 milioni di boe/giorno +4,3%**
- **vendite di gas naturale in Europa nel semestre: 51,8 miliardi di metri cubi +6,4%**
- **acquisto azioni proprie nel semestre: 42 milioni al costo di 978 milioni euro**
- **proposta di acconto dividendo di 0,60 euro per azione, secondo la best practice internazionale di reporting**

San Donato Milanese, 28 luglio 2006 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri sera i risultati del primo semestre e del secondo trimestre 2006 (non sottoposti a revisione contabile).

Secondo trimestre			Primo semestre		
2005	2006	Var. %	2005	2006	Var. %
<b>Risultati economici</b> (milioni di euro)					
3.711	4.947	33,3	8.161	10.542	29,2
3.833	5.054	31,9	8.181	10.587	29,4
1.898	2.301	21,2	4.343	5.275	21,5
2.024	2.483	22,7	4.409	5.437	23,3
<b>Principali indicatori operativi</b>					
1.725	1.748	1,3	1.714	1.787	4,3
19,5	20,44	4,8	48,71	51,82	6,4
1,47	1,55	5,4	2,97	3,08	3,7
3,14	3,15	0,3	6,03	6,08	0,8
5,57	6,00	7,7	10,55	12,42	17,7

(1) Utile di competenza Eni.

(2) Per la definizione degli utili "adjusted", che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. la premessa alla tabella "Riconduzione degli utili reported a quelli a valori correnti e adjusted" a pagina 12.

## Highlight finanziari

Semestre:

- l'utile operativo *adjusted* (10,59 miliardi di euro) è aumentato del 29,4% a seguito in particolare del rilevante incremento registrato nel settore Exploration & Production (+53,8%)
- l'utile netto *adjusted* (5,44 miliardi di euro) è aumentato del 23,3% a seguito dell'incremento dell'utile operativo, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita di 3,7 punti percentuali del *tax rate adjusted* di Gruppo (dal 44,7% al 48,4%)
- il flusso di cassa netto da attività di esercizio<sup>3</sup> di 10,48 miliardi di euro ha consentito di coprire i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni di 3,12 miliardi di euro, al pagamento dei dividendi e all'acquisto di azioni proprie rispettivamente di 2.401 e 978 milioni di euro, nonché di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 4,08 miliardi di euro
- il *leverage* – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,16 al 30 giugno 2006

Trimestre:

- l'utile operativo *adjusted* (5,05 miliardi di euro) è aumentato del 31,9% a seguito in particolare del rilevante incremento registrato nei settori Exploration & Production (+45,4%), Gas & Power (+24%) e Ingegneria e Costruzioni (+150,9%)
- l'utile netto *adjusted* (2,48 miliardi di euro) è aumentato del 22,7% a seguito dell'incremento dell'utile operativo, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita di 3,6 punti percentuali del *tax rate adjusted* di Gruppo (dal 46,8% al 50,4%)

## Interim dividend 2006 secondo la best practice internazionale di reporting

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2006 e in linea con la *best practice* internazionale di *reporting*, l'Amministratore Delegato intende proporre al Consiglio di Amministrazione del 21 settembre programmato per l'approvazione della Relazione semestrale la distribuzione agli azionisti di un acconto dividendo di 0,60 euro per azione (0,45 euro nel 2005, +33,3%) da mettere in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006 con stacco cedola il 23 ottobre 2006.

## Highlight operativi e di scenario

- attività esplorativa: nel semestre sono state effettuate scoperte di idrocarburi in Italia, Angola, Nigeria, Congo, Algeria, Egitto, Libia, Croazia, Australia, Regno Unito, Norvegia e USA. Sono state ottenute licenze esplorative relative ad aree *onshore* e *offshore* di Angola, Congo, Egitto, Pakistan, Australia, Venezuela, Brasile, Norvegia e USA (Golfo del Messico e Alaska) e, come nuovi Paesi, Mozambico e Timor Est, per una superficie complessiva lorda di circa 51.000 chilometri quadrati (di cui il 99% in qualità di operatore)
- produzione di idrocarburi nel semestre: 1,79 milioni di boe/giorno con una crescita del 4,3% conseguita interamente per linee interne, in particolare in Libia, Angola ed Egitto. La crescita si eleva al 6,1% se si esclude l'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement*<sup>4</sup> (PSA) e nei contratti di *buy-back*. La *performance* produttiva risente dell'impatto della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato venezuelana PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie nell'area di Dación avvenuta con effetto dal 1° aprile 2006, delle fermate di impianti in Nigeria per effetto di tensioni locali, dell'ancora parziale recupero della produzione nel Golfo del Messico dopo la stagione degli uragani nel secondo semestre 2005, nonché di problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Norvegia, Italia e Kazakistan. Questi fenomeni hanno penalizzato in particolare la produzione del secondo trimestre (1,75 milioni di boe/giorno) che è diminuita del 4,3% rispetto al primo trimestre 2006 (+1,3% rispetto al secondo trimestre 2005)

(3) V. *disclaimer* alla fine di questa sezione.

(4) Nei *Production Sharing Agreement* la compagnia petrolifera di Stato (committente) incarica la compagnia petrolifera internazionale (contrattista) di eseguire lavori di esplorazione e produzione. In caso di successo il trattista, che si assume il rischio minerario e finanziario dell'iniziativa, recupera gli investimenti e i costi sostenuti nell'anno con una quota di produzione (*Cost Oil*) che varia al variare del prezzo del petrolio. Inoltre in alcuni contratti la variazione del prezzo influenza anche la quota di produzione destinata alla remunerazione del trattista (*Profit Oil*). Analoghi effetti si producono nei contratti di *buy-back*.

- volumi venduti di gas naturale in Europa nel semestre: 51,82 miliardi di metri cubi, in crescita del 6,4% per effetto dell'incremento del numero dei clienti serviti
- scenario caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 32,6% e dal deprezzamento del 4,4% dell'euro rispetto al dollaro, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent del 21% e dei margini dei prodotti petrolchimici. I margini di vendita del gas naturale sono diminuiti per effetto essenzialmente del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. Nel secondo semestre dell'esercizio l'impatto sui margini del regime regolatorio istituito con la delibera n. 248/2004 sarà attenuato dagli effetti della delibera n. 134 approvata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas il 28 giugno u.s.

## Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2006 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività di Eni sono le seguenti:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in crescita rispetto al 2005 (1,74 milioni di boe/giorno). L'aumento della produzione sarà realizzato all'estero, essenzialmente in Libia, Angola, Egitto, Nigeria e Norvegia per effetto dell'entrata a regime della produzione dei giacimenti avviati nel 2005 e degli avvii effettuati nel 2006. Questi incrementi saranno parzialmente assorbiti, oltre che dal declino naturale dei giacimenti maturi: (i) dalla minor produzione in Venezuela dopo la risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie nell'area di Dación avvenuta con effetto dal 1° aprile 2006; (ii) dalle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali; (iii) dall'ancora parziale recupero della produzione nel Golfo del Messico dopo la stagione degli uragani; nonché (iv) dai problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Italia, Norvegia e Kazakistan. A fronte degli eventi non prevedibili in Nigeria e Venezuela, il tasso di incremento annuo della produzione si collocherà a circa il 3% assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2006 di circa 55 dollari/barile;
- **volumi venduti di gas naturale in Europa:** in aumento di oltre il 5% (94 miliardi di metri cubi nel 2005) per effetto dell'incremento atteso nei mercati del resto d'Europa, in particolare Germania e Austria, Penisola Iberica, Turchia e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento di oltre il 9% (22,77 terawattora nel 2005) per effetto dell'avvio/entrata a regime di nuovi gruppi di potenza presso i siti di Brindisi e di Mantova, le cui maggiori produzioni saranno parzialmente assorbite dagli effetti delle manutenzioni programmate nelle centrali di Ravenna e Ferrera Erbognone;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione per effetto essenzialmente delle manutenzioni nelle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, a fronte degli aumenti attesi su Gela e Venezia. È previsto il pieno impiego della capacità bilanciata;
- **vendite di prodotti petroliferi:** in Italia le vendite sulla rete a marchio Agip sono previste sostanzialmente stabili. Nel resto d'Europa prosegue il *trend* di crescita dei volumi: in particolare sono previste maggiori vendite in Spagna, Francia ed Europa Centro Orientale, anche per effetto della realizzazione/acquisto di stazioni di servizio.

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di 9,1 miliardi di euro in crescita del 23% rispetto al 2005, di cui circa il 90% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali aumenti sono attesi nella ricerca esplorativa e nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nella raffinazione e nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale. È previsto in aumento anche il settore

Ingegneria e Costruzioni (+82%) per effetto della realizzazione di una nuova unità FPSO<sup>5</sup> e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche. La riduzione rispetto alla previsione indicata nella prima trimestrale 2006 (9,7 miliardi di euro) è dovuta essenzialmente alla differente assunzione del rapporto di cambio euro/dollaro.

Paolo Scaroni, CEO Eni, ha commentato così i risultati del primo semestre:

*“Nel primo semestre Eni ha conseguito eccellenti risultati operando in un contesto caratterizzato da elevate quotazioni del greggio, da un significativo aumento della nostra produzione di idrocarburi e dalla sensibile crescita della domanda europea di gas. Sono fiducioso che il 2006 sarà per Eni un altro anno positivo ed è per questo che intendo proporre al CdA del 21 settembre un acconto sul dividendo 2006 di 0,60 euro per azione”*

\* \* \*

#### *Disclaimer*

*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 semestre non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.*

*Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali (“forward-looking statements”), in particolare nella sezione “Evoluzione prevedibile della gestione”. 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.*

\* \* \*

#### **Contatti societari**

**Numero verde:** 800940924

**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.:** 0252051651 - **fax:** 0252031929

#### **Ufficio Stampa Eni:**

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

**Tel.:** 0252031287-0659822040

\* \* \*

*Il presente comunicato e la relazione trimestrale al 30 giugno 2006, non sottoposta a revisione contabile, sono anche disponibili sul sito Internet Eni all'indirizzo [www.eni.it](http://www.eni.it).*

---

(5) Floating Production Storage Offloading: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo degli idrocarburi.

## Sintesi dei risultati del primo semestre

L'**utile netto** del primo semestre 2006 di 5.275 milioni di euro aumenta di 932 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+21,5%) essenzialmente per effetto del maggiore utile operativo di 2.381 milioni di euro (+29,2%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 45,3% al 49,7%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 32,6% e dal deprezzamento del 4,4% dell'euro rispetto al dollaro, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent del 21% e dei margini dei prodotti petrolchimici. I margini di vendita del gas naturale sono diminuiti per effetto essenzialmente del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas<sup>6</sup>, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. Nel secondo semestre dell'esercizio l'impatto sui margini del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 sarà attenuato dagli effetti della delibera n. 134 approvata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas il 28 giugno u.s.

L'utile netto del primo semestre è influenzato dall'**utile di magazzino** di 210 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 372 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti essenzialmente svalutazioni di attività in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi, parzialmente compensati dalle plusvalenze conseguite dalla vendita di *asset* minerari. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 5.437 milioni di euro aumenta del 23,3% rispetto allo stesso periodo del 2005.

L'**utile operativo a valori correnti** di 10.207 milioni di euro – che esclude l'utile di magazzino di 335 milioni di euro – aumenta di 2.542 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+33,2%) a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nel settore Exploration & Production (+3.049 milioni di euro, pari al 57%) dovuto in particolare: (i) all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +36,3%; gas naturale +21,5%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi delle società consolidate (+12,4 milioni di boe, pari al 4,2%); (iii) all'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro, con un effetto di circa 370 milioni di euro, in parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti. All'incremento dell'utile operativo a valori correnti ha contribuito anche il settore Ingegneria e Costruzioni (+88,4%).

L'incremento realizzato dal settore Exploration & Production è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti nei settori:

- Gas & Power per 238 milioni di euro (-11,2%) a causa essenzialmente dei minori margini di vendita del gas per effetto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. L'utile operativo del settore ha risentito anche dei maggiori costi d'approvvigionamento del gas connessi all'emergenza climatica della stagione invernale 2006, nonché della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita dei volumi venduti dalle società consolidate (vendite di gas +2,60 miliardi di metri cubi, pari al

(6) Per maggiori informazioni sulla delibera n. 248/2004 e successive modificazioni v. la Relazione trimestrale al 30 giugno 2006 - Andamento dei principali settori di attività - Gas & Power.

- 6,1%; produzione venduta di energia elettrica +1,87 terawattora, pari al 17,7%) e di quelli trasportati in particolare sul gasdotto libico Greenstream;
- Refining & Marketing per 205 milioni di euro (-50,5%) a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione (-1,16 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 21%), in parte compensata dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro, e dell'impatto delle maggiori fermate per manutenzioni programmate delle raffinerie in Italia. L'utile operativo del settore è stato penalizzato anche dalla riduzione del risultato dell'attività commerciale Italia per effetto dell'aumento dei prezzi internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi finali e della pressione competitiva. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa;
  - Petrolchimica per 201 milioni di euro (-96,2%) a causa essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non interamente trasferito sui prezzi di vendita, nonché dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla Raffineria di Priolo a fine aprile.

I **ricavi della gestione caratteristica** (44.323 milioni di euro) sono aumentati di 10.222 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+30%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti e della crescita dei volumi venduti nei principali settori di attività, nonché del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2006 di 6.394 milioni di euro si riduce di 4.081 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente del flusso di cassa generato dalla gestione (10.477 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché degli incassi da dismissione (104 milioni di euro) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 400 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (3.118 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo 2005 (2.621 milioni di euro, di cui 2.401 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del dividendo 2005); (iii) all'acquisto di azioni proprie (978 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2006 (6.394 milioni di euro) aumenta di 103 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2006 (6.291 milioni di euro) per effetto essenzialmente degli esborsi relativi al pagamento del dividendo 2005 (2.621 milioni di euro), agli investimenti tecnici di periodo (1.714 milioni di euro) e all'acquisto di azioni proprie (665 milioni di euro), i cui effetti sono stati sostanzialmente compensati dal flusso di cassa generato dalla gestione di 4.614 milioni di euro.

Al 30 giugno 2006 il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) è 0,16 (0,27 al 31 dicembre 2005).

Nel periodo 1° gennaio-30 giugno 2006 sono state acquistate 41,97 milioni di **azioni proprie** per il corrispettivo di 978 milioni di euro (in media 23,294 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 323,8 milioni di azioni proprie, pari all'8,09% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.249 milioni di euro (in media 16,210 euro per azione).

Gli **investimenti tecnici** di 3.054 milioni di euro (3.206 nel primo semestre 2005) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (1.711 milioni di euro), in particolare in Kazakistan, Angola, Italia ed Egitto e le attività di ricerca esplorativa (378 milioni di euro), in particolare in Egitto, Nigeria, Italia e Stati Uniti;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (270 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (78 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione e di logistica in Italia per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di

- hydrocracking* e una di *deasphalting* nella Raffineria di Sannazzaro, e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 232 milioni di euro);
- il settore Ingegneria e Costruzioni (224 milioni di euro) per effetto della realizzazione di una nuova unità *FPSO* e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche.

## Sintesi dei risultati del secondo trimestre

L'**utile netto** di competenza Eni del secondo trimestre 2006 di 2.301 milioni di euro aumenta di 403 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+21,2%) essenzialmente per effetto del maggiore utile operativo di 1.236 milioni di euro (+33,3%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 48,4% al 53%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 35% e dei maggiori margini di vendita del gas naturale per effetto dell'andamento favorevole dei parametri energetici e di cambio presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dal regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent del 14,9% e dei margini dei prodotti petrolchimici.

L'utile netto del trimestre è influenzato dall'**utile di magazzino** di 151 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 333 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti essenzialmente svalutazioni di attività in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 2.483 milioni di euro aumenta del 22,7% rispetto allo stesso periodo del 2005.

L'**utile operativo a valori correnti** conseguito nel secondo trimestre 2006 ammonta a 4.706 milioni di euro con un aumento di 1.297 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005, pari al 38%, dovuto essenzialmente agli incrementi registrati nei settori:

- Exploration & Production (1.314 milioni di euro, pari al 47,3%) connesso essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +39,3%; gas naturale +18,7%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti;
- Gas & Power (104 milioni di euro, pari al 16,9%) dovuto essenzialmente: (i) all'aumento dei margini di vendita del gas naturale per effetto dell'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti, in parte assorbito dall'impatto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (ii) alla crescita dei volumi nelle vendite di gas naturale delle società consolidate (+0,73 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%), di energia elettrica (+0,43 terawattora, pari al 7,7%) e nel trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti registrata nei settori:

- Refining & Marketing per 121 milioni di euro (-43,2%), a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione (-1,01 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 14,9%) e dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate;
- Petrolchimica che registra una perdita operativa a valori correnti di 14 milioni di euro con un peggioramento di 64 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 a causa

essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita, nonché dall'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso a fine aprile alla Raffineria di Priolo.

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

Lo Stato algerino ha in corso una riforma della fiscalità delle imprese petrolifere che, per la parte già in vigore, non modifica direttamente il regime fiscale dei contratti esistenti (*Production Sharing Agreement - "PSA"*) di cui sono parti le compagnie straniere presenti nel Paese. Tuttavia la compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni e/o agli operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei *PSA* tra essi esistenti, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario che Sonatrach ritiene sia stato modificato a suo danno a seguito dell'introduzione a suo carico di nuovi oneri fiscali. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile. Inoltre il Governo algerino ha di recente approvato una proposta di modifica dell'attuale legge petrolifera che prevede, tra l'altro, l'introduzione a carico delle compagnie straniere firmatarie degli esistenti *PSA* di un'imposta aggiuntiva applicabile nel caso in cui le quotazioni del petrolio superino i 30 USD per barile. La proposta di legge dovrà essere approvata dal Parlamento ed essere poi dettagliata tramite successivi decreti di attuazione. Non è quindi al momento possibile una stima degli eventuali maggiori oneri tributari.

## Altre informazioni

### **Piano di stock option 2006-2008: approvata l'assegnazione 2006**

In esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea il 25 maggio scorso, il Consiglio di Amministrazione ha definito modalità e termini dell'assegnazione 2006 del piano di *stock option* 2006-2008 e approvato il relativo regolamento.

In particolare, il Consiglio di Amministrazione – su proposta del *Compensation Committee* – ha stabilito l'assegnazione di massimi 9 milioni di diritti per l'acquisto (opzioni) di un corrispondente numero di azioni proprie Eni, da assegnare a circa 350 dirigenti (*top*, in posizione chiave e di interesse strategico) di Eni e delle società controllate con esclusione di quelle quotate. Le opzioni possono essere esercitate decorsi tre anni dall'assegnazione a un prezzo pari al maggiore tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data di assegnazione delle opzioni e il costo medio delle azioni proprie rilevato il giorno precedente la data di assegnazione.

Il numero di opzioni esercitabili sarà stabilito dal Consiglio entro marzo 2009 e potrà variare tra zero e il 100% di quelle assegnate, in funzione del posizionamento del rendimento totale per l'azionista (*Total Shareholder Return*) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

## Principali indicatori di mercato

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
51,59	69,62	34,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(1)</sup>	49,55	65,69	32,6
1,260	1,256	(0,3)	Cambio medio EUR/USD <sup>(2)</sup>	1,285	1,229	(4,4)
40,94	55,43	35,4	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	38,56	53,45	38,6
6,78	5,77	(14,9)	Margini europei medi di raffinazione <sup>(3)</sup>	5,52	4,36	(21,0)
5,38	4,59	(14,6)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,30	3,55	(17,4)
2,13	2,89	35,7	Euribor a tre mesi (%)	2,14	2,75	28,5
3,25	5,13	57,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,03	4,93	62,7

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(2) Fonte: BCE.

(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

## Principali dati economico-finanziari

### Conto economico

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
16.656	20.739	24,5	Ricavi della gestione caratteristica	34.101	44.323	30,0
139	163	17,3	Altri ricavi e proventi	323	372	15,2
(11.610)	(14.380)	(23,9)	Costi operativi	(23.633)	(31.119)	(31,7)
(1.474)	(1.575)	(6,9)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.630)	(3.034)	(15,4)
<b>3.711</b>	<b>4.947</b>	<b>33,3</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>8.161</b>	<b>10.542</b>	<b>29,2</b>
(116)	109	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(208)	151	..
279	227	(18,6)	Proventi netti su partecipazioni	413	467	13,1
<b>3.874</b>	<b>5.283</b>	<b>36,4</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>8.366</b>	<b>11.160</b>	<b>(33,4)</b>
(1.875)	(2.800)	(49,3)	Imposte sul reddito	(3.790)	(5.547)	(46,4)
1.999	2.483	24,2	Utile netto	4.576	5.613	22,7
			di cui:			
<b>1.898</b>	<b>2.301</b>	<b>21,2</b>	<b>- utile netto di competenza Eni</b>	<b>4.343</b>	<b>5.275</b>	<b>21,5</b>
101	182	80,2	- utile netto di terzi azionisti	233	338	45,1
<b>1.898</b>	<b>2.301</b>	<b>21,2</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>4.343</b>	<b>5.275</b>	<b>21,5</b>
(189)	(151)		Esclusione dell'utile di magazzino	(311)	(210)	
<b>1.709</b>	<b>2.150</b>	<b>25,8</b>	<b>Utile netto a valori correnti di competenza Eni</b>	<b>4.032</b>	<b>5.065</b>	<b>25,6</b>
315	333		Esclusione <i>special item</i>	377	372	
<b>2.024</b>	<b>2.483</b>	<b>22,7</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>	<b>4.409</b>	<b>5.437</b>	<b>23,3</b>

(1) Per la definizione degli utili nella configurazione a "valori correnti" e "*adjusted*" v. pag. 12.

## Utile operativo per settore

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
2.776	4.090	47,3	Exploration & Production	5.349	8.398	57,0
592	708	19,6	Gas & Power	2.155	1.907	(11,5)
596	366	(38,6)	Refining & Marketing	865	455	(47,4)
58	30	(48,3)	Petrolchimica	216	69	(68,1)
53	133	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	88,4
(197)	(151)	23,4	Altre attività	(259)	(216)	16,6
(158)	(91)	42,4	Corporate e società finanziarie	(211)	(142)	32,7
(9)	(138)		Eliminazione utili interni <sup>(1)</sup>	(66)	(140)	
<b>3.711</b>	<b>4.947</b>	<b>33,3</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>8.161</b>	<b>10.542</b>	<b>29,2</b>
(302)	(241)		Eliminazione utile di magazzino	(496)	(335)	
<b>3.409</b>	<b>4.706</b>	<b>38,0</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>7.665</b>	<b>10.207</b>	<b>33,2</b>
424	348		Esclusione <i>special item</i>	516	380	
<b>3.833</b>	<b>5.054</b>	<b>31,9</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>8.181</b>	<b>10.587</b>	<b>29,4</b>

(1) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 30 giugno nel patrimonio dell'impresa acquirente.

## Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
5.437	7.045	29,6	Exploration & Production	10.054	14.459	43,8
4.500	5.799	28,9	Gas & Power	11.162	14.933	33,8
7.846	10.166	29,6	Refining & Marketing	14.747	19.446	31,9
1.465	1.612	10,0	Petrolchimica	2.999	3.340	11,4
1.196	1.769	47,9	Ingegneria e Costruzioni	2.356	3.080	30,7
359	251	(30,1)	Altre attività	596	465	(22,0)
118	298	152,5	Corporate e società finanziarie	434	605	39,4
(4.265)	(6.201)	45,4	Elisioni di consolidamento	(8.247)	(12.005)	45,6
<b>16.656</b>	<b>20.739</b>	<b>24,5</b>		<b>34.101</b>	<b>44.323</b>	<b>30,0</b>

## Riconduzione degli utili *reported* a quelli a valori correnti e *adjusted*

L'utile netto e l'utile operativo *adjusted*, rappresentati dall'utile a valori correnti prima degli special item, sono indicati con l'intento di consentire la valutazione dell'andamento industriale di business e, agli analisti finanziari, la valutazione dei risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. Queste configurazioni di risultato, utilizzate anche dal management per valutare le performance di settore e di Gruppo, non sono previste né dagli IFRS, né dagli U.S. GAAP.

L'utile operativo e l'utile netto a valori correnti derivano dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti, con l'esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato, 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.

I componenti reddituali sono classificati tra gli special item, se significativi, quando non frequenti o inusuali; tuttavia alcuni componenti reddituali non rappresentativi della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché quelli derivanti dalla valutazione o dalla dismissione di asset, sono qualificati come special item anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi.

(milioni di euro)

**Primo semestre 2006**

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo <i>reported</i></b>	<b>8.398</b>	<b>1.907</b>	<b>455</b>	<b>69</b>	<b>211</b>	<b>(216)</b>	<b>(142)</b>	<b>(140)</b>	<b>10.542</b>
Esclusione utile di magazzino		(20)	(254)	(61)					(335)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>8.398</b>	<b>1.887</b>	<b>201</b>	<b>8</b>	<b>211</b>	<b>(216)</b>	<b>(142)</b>	<b>(140)</b>	<b>10.207</b>
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		39	61			52			152
svalutazioni	132	51	1			4			188
plusvalenze su razionalizzazione portafoglio	(57)								(57)
accantonamenti a fondo rischi			3	20		22			45
oneri per esodi agevolati		17	11	1		1	12		42
altro			2	(1)		9			10
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>75</b>	<b>107</b>	<b>78</b>	<b>20</b>		<b>88</b>	<b>12</b>		<b>380</b>
<b>Utile operativo <i>adjusted</i></b>	<b>8.473</b>	<b>1.994</b>	<b>279</b>	<b>28</b>	<b>211</b>	<b>(128)</b>	<b>(130)</b>	<b>(140)</b>	<b>10.587</b>
<b>Utile netto di competenza Eni <i>reported</i></b>									<b>5.275</b>
Esclusione utile di magazzino									(210)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									<b>5.065</b>
Esclusione special item									372
<b>Utile netto di competenza Eni <i>adjusted</i></b>									<b>5.437</b>

(milioni di euro)

**Primo semestre 2005**

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo reported</b>	5.349	2.155	865	216	112	(259)	(211)	(66)	8.161
Esclusione utile di magazzino		(30)	(459)	(7)					(496)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	5.349	2.125	406	209	112	(259)	(211)	(66)	7.665
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		22	62			94	46		224
svalutazioni	158			18		4			180
accantonamenti a fondo rischi			17	5		43			65
oneri per esodi agevolati	1	3	7				11		22
altro		23	(5)	(2)		9			25
<b>Special item dell'utile operativo</b>	159	48	81	21		150	57		516
<b>Utile operativo adjusted</b>	5.508	2.173	487	230	112	(109)	(154)	(66)	8.181
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									4.343
Esclusione utile di magazzino									(311)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									4.032
Esclusione special item									377
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									4.409

(milioni di euro)

**Secondo trimestre 2006**

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo reported</b>	4.090	708	366	30	133	(151)	(91)	(138)	4.947
Esclusione utile di magazzino		10	(207)	(44)					(241)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	4.090	718	159	(14)	133	(151)	(91)	(138)	4.706
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		19	17			52			88
svalutazioni	132	51	1			1			185
accantonamenti a fondo rischi			2	18		22			42
oneri per esodi agevolati		3	6	1		1	7		18
altro			5			10			15
<b>Special item dell'utile operativo</b>	132	73	31	19		86	7		348
<b>Utile operativo adjusted</b>	4.222	791	190	5	133	(65)	(84)	(138)	5.054
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									2.301
Esclusione utile di magazzino									(151)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									2.150
Esclusione special item									333
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									2.483

(milioni di euro)

**Secondo trimestre 2005**

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo <i>reported</i></b>	2.776	592	596	58	53	(197)	(158)	(9)	3.711
Esclusione utile di magazzino		22	(316)	(8)					(302)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>2.776</b>	<b>614</b>	<b>280</b>	<b>50</b>	<b>53</b>	<b>(197)</b>	<b>(158)</b>	<b>(9)</b>	<b>3.409</b>
<b>Esclusione <i>special item</i>:</b>									
oneri ambientali		22	37			94	46		199
svalutazioni	127			18		1			146
accantonamenti a fondo rischi			17	5		43			65
oneri per esodi agevolati	1	2	3						6
altro			(2)	(2)		3	9		8
<b><i>Special item</i> dell'utile operativo</b>	<b>128</b>	<b>24</b>	<b>55</b>	<b>21</b>		<b>141</b>	<b>55</b>		<b>424</b>
<b>Utile operativo <i>adjusted</i></b>	<b>2.904</b>	<b>638</b>	<b>335</b>	<b>71</b>	<b>53</b>	<b>(56)</b>	<b>(103)</b>	<b>(9)</b>	<b>3.833</b>
<b>Utile netto di competenza Eni <i>reported</i></b>									<b>1.898</b>
Esclusione utile di magazzino									(189)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									<b>1.709</b>
Esclusione <i>special item</i>									315
<b>Utile netto di competenza Eni <i>adjusted</i></b>									<b>2.024</b>

## Utile operativo a valori correnti per settore

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
2.776	4.090	47,3	Exploration & Production	5.349	8.398	57,0
614	718	16,9	Gas & Power	2.125	1.887	(11,2)
280	159	(43,2)	Refining & Marketing	406	201	(50,5)
50	(14)		Petrolchimica	209	8	(96,2)
53	133	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	88,4
(197)	(151)	23,4	Altre attività	(259)	(216)	16,6
(158)	(91)	42,4	Corporate e società finanziarie	(211)	(142)	32,7
(9)	(138)		Eliminazione utile interno	(66)	(140)	
<b>3.409</b>	<b>4.706</b>	<b>38,0</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>7.665</b>	<b>10.207</b>	<b>33,2</b>

## Utile operativo *adjusted* per settore

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
2.904	4.222	45,4	Exploration & Production	5.508	8.473	53,8
638	791	24,0	Gas & Power	2.173	1.994	(8,2)
335	190	(43,3)	Refining & Marketing	487	279	(42,7)
71	5	(93,0)	Petrolchimica	230	28	(87,8)
53	133	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	88,4
(56)	(65)	(16,1)	Altre attività	(109)	(128)	(17,4)
(103)	(84)	18,4	Corporate e società finanziarie	(154)	(130)	15,6
(9)	(138)		Eliminazione utile interno	(66)	(140)	
<b>3.833</b>	<b>5.054</b>	<b>31,9</b>	<b>Utile operativo <i>adjusted</i></b>	<b>8.181</b>	<b>10.587</b>	<b>29,4</b>

## Stato patrimoniale

(milioni di euro)

	31.12.2005	31.03.2006	30.06.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 31.03.2006
Capitale immobilizzato	54.291	53.876	52.720	(1.571)	(1.156)
Capitale di esercizio netto	(3.568)	(4.988)	(5.423)	(1.855)	(435)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.045)	(1.040)	(9)	5
<b>Capitale investito netto</b>	<b>49.692</b>	<b>47.843</b>	<b>46.257</b>	<b>(3.435)</b>	<b>(1.586)</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	41.552	39.863	646	(1.689)
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291	6.394	(4.081)	103
<b>Coperture</b>	<b>49.692</b>	<b>47.843</b>	<b>46.257</b>	<b>(3.435)</b>	<b>(1.586)</b>
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.054	11.560	(1.438)	506
<i>a breve termine</i>	5.345	3.674	4.149	(1.196)	475
<i>a lungo termine</i>	7.653	7.380	7.411	(242)	31
Disponibilità, titoli e altri attivi finanziari	(2.523)	(4.763)	(5.166)	(2.643)	(403)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>10.475</b>	<b>6.291</b>	<b>6.394</b>	<b>(4.081)</b>	<b>103</b>

## Rendiconto finanziario sintetico

(milioni di euro)

Primo trimestre 2006	Secondo trimestre 2006		Primo semestre 2005	Primo semestre 2006
5.863	4.614	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	8.613	10.477
(1.340)	(1.714)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(3.206)	(3.054)
(19)	(45)	Investimenti in partecipazioni	(48)	(64)
	(2.621)	Pagamento del dividendo 2005	(3.623)	(2.621)
	(2.401)	di cui: <i>Eni SpA</i>	(3.384)	(2.401)
	(207)	<i>Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA</i>	(232)	(207)
(348)	(821)	Acquisto azioni proprie	(246)	(1.169)
(313)	(665)	di cui: <i>Eni SpA</i>	(228)	(978)
(35)	(156)	<i>Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA</i>	(18)	(191)
85	19	Incassi da dismissioni	294	104
(57)	465	Differenze cambio e altre variazioni	(752)	408
<b>4.184</b>	<b>(103)</b>	<b>Diminuzione (aumento) dell'indebitamento finanziario netto</b>	<b>1.032</b>	<b>4.081</b>

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2006

Società emittente	ammontare in milioni di euro <sup>(1)</sup>
Eni Coordination Center SA	585
Eni USA Inc	157
	<b>742</b>

(1) Comprende disaggio di emissione e rateo di interesse.

## Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2006 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale in milioni	Valuta	Ammontare in milioni di euro <sup>(1)</sup>	Scadenza	Tasso	%
Eni Coordination Center SA	5.000	YEN	35	2014	fisso	1,560
Eni Coordination Center SA	45	USD	36	2013	variabile	
Eni Coordination Center SA	100	GBP	144	2011	fisso	5,125
	<b>5.145</b>		<b>215</b>			

(1) Comprende disaggio di emissione e rateo di interesse.

Nelle pagine seguenti è indicato l'andamento nel primo semestre e nel secondo trimestre 2006 dei principali settori di attività di Eni.

# Andamento nel primo semestre e nel secondo trimestre 2006 dei principali settori di attività

## Exploration & Production

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
5.437	7.045	29,6	Ricavi	10.054	14.459	43,8
2.776	4.090	47,3	Utile operativo	5.349	8.398	57,0
128	132		Esclusione <i>special item</i>	159	75	
<b>2.904</b>	<b>4.222</b>	<b>45,4</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>5.508</b>	<b>8.473</b>	<b>53,8</b>
1.167	1.153	(1,2)	Investimenti tecnici	2.220	2.114	(4,8)

L'utile operativo del primo semestre di 8.398 milioni di euro aumenta di 3.049 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+57%) per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +36,3%; gas naturale +21,5%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi delle società consolidate (12,4 milioni di boe, pari al 4,2%); (iii) dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 370 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi di produzione e dagli ammortamenti connessi in particolare al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché a fenomeni inflattivi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa.

Gli *special item* del semestre, rappresentati da oneri netti di 75 milioni di euro, si riferiscono a svalutazioni di attività minerarie (132 milioni di euro) in parte assorbite da plusvalenze conseguite nella vendita di *asset* minerari (57 milioni di euro). Nel primo semestre 2005 gli *special item* riguardano essenzialmente svalutazioni di *asset*.

L'utile operativo del secondo trimestre di 4.090 milioni di euro aumenta di 1.314 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+47,3%) per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +39,3%; gas naturale +18,7%) parzialmente assorbito dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti nonché dai maggiori costi di ricerca esplorativa.

Gli *special item* del secondo trimestre (132 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
<b>1.725</b>	<b>1.748</b>	<b>1,3</b>	<b>Produzione giornaliera di idrocarburi</b> <sup>(1)</sup> (migliaia di boe)	<b>1.714</b>	<b>1.787</b>	<b>4,3</b>
268	237	(11,6)	Italia	267	242	(9,4)
465	555	19,4	Africa Settentrionale	449	548	22,0
326	368	12,9	Africa Occidentale	326	375	15,0
286	284	(0,7)	Mare del Nord	288	291	1,0
380	304	(20,0)	Resto del mondo	384	331	(13,8)
<b>153,4</b>	<b>154,1</b>	<b>0,5</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(1)</sup> (milioni di boe)	<b>301,4</b>	<b>313,6</b>	<b>4,0</b>

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

Nel primo semestre 2006 la **produzione giornaliera di idrocarburi** di 1.787 mila barili di petrolio equivalente (boe) aumenta di 73 mila boe rispetto al primo semestre 2005 (+4,3%) per effetto della crescita per linee interne registrata in particolare in Libia, Angola ed Egitto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla minore attribuzione di produzione (-32 mila boe/giorno) nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (ii) dalla risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* del contratto relativo alle attività minerarie di *Dación* con effetto dal 1° aprile 2006 (-29 mila barili/giorno); (iii) dal declino produttivo di giacimenti maturi; (iv) dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali, degli uragani nel Golfo del Messico e di problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Norvegia, Italia e Kazakistan. L'aumento si eleva al 6,1% se si esclude l'effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*. Nel semestre la produzione di gas è aumentata di circa il 13% essenzialmente in Libia, Egitto, Nigeria e Australia, mentre la produzione di petrolio è risultata sostanzialmente invariata in quanto la crescita registrata in Angola e Libia è stata assorbita dagli impatti della risoluzione unilaterale del contratto di servizio relativo all'area di *Dación* in Venezuela e degli eventi non prevedibili/problemi tecnici. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'86% (84% nel primo semestre 2005).

Nel secondo trimestre 2006 la **produzione giornaliera di idrocarburi** di 1.748 mila barili di petrolio equivalente (boe) aumenta di 23 mila boe rispetto al secondo trimestre 2005 (+1,3%). La produzione del trimestre è stata influenzata, oltre che dalla minore attribuzione nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile (-36 mila boe/giorno) e dal declino produttivo di giacimenti maturi, dalla risoluzione unilaterale del contratto di servizio relativo all'area di *Dación* in Venezuela (-58 mila barili/giorno) e dagli eventi non prevedibili/problemi tecnici descritti in precedenza. La produzione di petrolio è diminuita del 4,6%; mentre la produzione di gas naturale è aumentata del 12% essenzialmente in Libia, Egitto, Nigeria, Australia e Croazia.

## Gas & Power

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
4.500	5.799	28,9	Ricavi della gestione caratteristica	11.162	14.933	33,8
592	708	19,6	Utile operativo	2.155	1.907	(11,5)
22	10		Esclusione utile di magazzino	(30)	(20)	
<b>614</b>	<b>718</b>	<b>16,9</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>2.125</b>	<b>1.887</b>	<b>(11,2)</b>
24	73		Esclusione <i>special item</i>	48	107	
<b>638</b>	<b>791</b>	<b>24,0</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.173</b>	<b>1.994</b>	<b>(8,2)</b>
256	259	1,2	Investimenti tecnici	521	410	(21,3)

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre di 1.887 milioni di euro diminuisce di 238 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-11,2%) a causa essenzialmente: (i) della flessione dei margini di vendita del gas naturale per effetto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti principalmente nel settore termoelettrico; (ii) dei maggiori costi di approvvigionamento del gas in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006; (iii) della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+2,60 miliardi di metri cubi, pari al 6,1%) inclusi gli autoconsumi; (ii) dalla crescita della produzione venduta di energia elettrica (+1,87 terawattora, pari al 17,7%); (iii) dall'aumento del risultato operativo dell'attività di trasporto estero connesso essenzialmente ai maggiori volumi trasportati in particolare per l'entrata a regime del gasdotto libico Greenstream.

Gli *special item* del semestre (107 milioni di euro) riguardano svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi. Nel primo semestre 2005 gli *special item* (48 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri diversi.

L'utile operativo a valori correnti del secondo trimestre di 718 milioni di euro aumenta di 104 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+16,9%) per effetto essenzialmente: (i) della crescita dei margini di vendita del gas naturale a seguito dell'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti principalmente nel settore termoelettrico, parzialmente assorbita dall'effetto negativo del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (ii) della crescita dei volumi nelle vendite di gas naturale delle società consolidate (+0,73 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%), di energia elettrica (+0,43 terawattora, pari al 7,7%) e nel trasporto estero.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005.

Gli *special item* del secondo trimestre (73 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività immateriali e accantonamenti di natura ambientale. Nel secondo trimestre 2005 gli *special item* (24 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti di natura ambientale.

Secondo trimestre			Primo semestre		
2005	2006	Var. %	2005	2006	Var. %
<b>Vendite di gas naturale</b> (miliardi di metri cubi)					
10,29	9,99	(2,9)	27,28	27,46	0,7
1,61	1,67	3,7	6,91	6,73	(2,6)
0,48	0,54	12,5	1,07	1,13	5,6
8,20	7,78	(5,1)	19,30	19,60	1,6
2,91	3,29	13,1	6,23	7,09	13,8
4,44	3,63	(18,2)	8,40	7,90	(6,0)
0,85	0,86	1,2	4,67	4,61	(1,3)
1,34	1,61	20,1	2,59	3,08	18,9
5,03	5,91	17,5	12,36	14,48	17,2
0,33	0,21	(36,4)	0,56	0,37	(33,9)
<b>16,99</b>	<b>17,72</b>	<b>4,3</b>	<b>42,79</b>	<b>45,39</b>	<b>6,1</b>
<b>Vendite di gas naturale delle società collegate</b> (quota Eni)					
<b>1,53</b>	<b>1,65</b>	<b>7,8</b>	<b>3,8</b>	<b>4,06</b>	<b>6,8</b>
0,01	0,00	..	0,04	0,01	(75,0)
1,36	1,38	1,5	3,47	3,71	6,9
0,16	0,27	68,8	0,29	0,34	17,2
<b>18,52</b>	<b>19,37</b>	<b>4,6</b>	<b>46,59</b>	<b>49,45</b>	<b>6,1</b>
<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b> (miliardi di metri cubi)					
<b>21,09</b>	<b>21,63</b>	<b>2,6</b>	<b>44,79</b>	<b>46,52</b>	<b>3,9</b>
13,10	13,91	6,2	28,46	30,03	5,5
7,99	7,72	(3,4)	16,33	16,49	1,0
<b>5,57</b>	<b>6,00</b>	<b>7,7</b>	<b>10,55</b>	<b>12,42</b>	<b>17,7</b>
<b>Vendite di gas naturale in Europa</b> (miliardi di metri cubi)					
<b>19,50</b>	<b>20,44</b>	<b>4,8</b>	<b>48,71</b>	<b>51,82</b>	<b>6,4</b>
18,03	18,89	4,8	45,74	48,74	6,6
1,47	1,55	5,4	2,97	3,08	3,7

Nel primo semestre 2006 le vendite di gas naturale (49,45 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 2,86 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari al 6,1%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+2,36 miliardi di metri cubi, pari al 14,9%) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,49 miliardi di metri cubi, pari al 18,9%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia delle società consolidate (27,46 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,18 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari allo 0,7%, per effetto essenzialmente dell'incremento registrato nelle vendite al settore industriale (0,86 miliardi di metri cubi) dovuto al maggior numero di clienti serviti solo in parte assorbito dalla flessione delle forniture ai settori termoelettrico (-0,50 miliardi di metri cubi), dovuta all'uso autorizzato dell'olio combustibile a seguito dell'emergenza invernale, e grossisti (-0,18 miliardi di metri cubi). Le vendite nel resto d'Europa (18,19 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,36 miliardi di metri cubi, pari al 14,9%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+1,19 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+0,68 miliardi di metri cubi); (iii) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,33 miliardi di metri cubi); (iv) in Germania e Austria (+0,26 miliardi di metri cubi), nelle vendite a Gaz de France e nelle forniture alla collegata GVS

(Eni 50%); (v) nelle vendite delle società collegate (+0,24 miliardi di metri cubi), in particolare di Unión Fenosa Gas in Spagna.

La produzione venduta di energia elettrica (12,42 terawattora) è aumentata di 1,87 terawattora, pari al 17,7%, per effetto delle maggiori produzioni delle centrali di Brindisi (+2,05 terawattora) e Mantova (+1,12 terawattora) solo in parte assorbite dagli effetti delle fermate per manutenzioni programmate nelle centrali di Ferrera Erbognone e Ravenna.

Nel secondo trimestre 2006, le vendite di gas naturale (19,37 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 0,85 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2005, pari al 4,6%, in particolare per effetto della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+0,90 miliardi di metri cubi, pari al 14,1%) e negli autoconsumi per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,27 miliardi di metri cubi, pari al 20,1%), solo parzialmente assorbita dalla flessione delle vendite in Italia (-0,30 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%).

La riduzione in Italia riflette essenzialmente le minori forniture al settore termoelettrico (-0,81 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dall'incremento delle vendite ai settori industriali (0,38 miliardi di metri cubi).

L'aumento nel resto d'Europa è dovuto essenzialmente agli incrementi registrati nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,58 miliardi di metri cubi) e nelle forniture al mercato turco (+0,31 miliardi di metri cubi).

La produzione venduta di energia elettrica (6 terawattora) è aumentata di 0,43 terawattora, pari al 7,7%, principalmente per le maggiori produzioni degli stabilimenti di Brindisi (+0,98 terawattora) e Mantova (+0,29 terawattora) solo in parte assorbite dagli effetti delle fermate dei gruppi della centrale di Ferrera Erbognone.

## Refining & Marketing

(milioni di euro)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
7.846	10.166	29,6	Ricavi della gestione caratteristica	14.747	19.446	31,9
596	366	(38,6)	Utile operativo	865	455	(47,4)
(316)	(207)		Esclusione utile di magazzino	(459)	(254)	
<b>280</b>	<b>159</b>	<b>(43,2)</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>406</b>	<b>201</b>	<b>(50,5)</b>
55	31		Esclusione <i>special item</i>	81	78	
<b>335</b>	<b>190</b>	<b>(43,3)</b>	<b>Utile operativo <i>adjusted</i> a valori correnti</b>	<b>487</b>	<b>279</b>	<b>(42,7)</b>
150	137	(8,7)	Investimenti tecnici	216	232	7,4

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre di 201 milioni di euro diminuisce di 205 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-50,5%) a causa essenzialmente: (i) della flessione del margine di raffinazione (-1,16 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 21%) i cui effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie in Italia a causa di manutenzioni programmate e degli inconvenienti tecnici (in particolare della raffineria di terzi di Priolo); (iii) della riduzione del risultato operativo delle attività commerciali in Italia connessa essenzialmente alla flessione dei margini per effetto dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi di vendita, nonché della pressione competitiva e della dismissione della Italiana Petroli ceduta nel settembre 2005. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa.

Gli *special item* del semestre (78 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e a oneri per incentivazione all'esodo. Nel primo semestre 2005 gli *special item* (81 milioni di euro) riguardavano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale.

L'utile operativo a valori correnti del secondo trimestre di 159 milioni di euro diminuisce di 121 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (-43,2%) a causa essenzialmente: (i) della flessione del margine di raffinazione (-1,01 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 14,9%); (ii) dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate e degli inconvenienti tecnici (in particolare della raffineria di terzi di Priolo); (iii) della riduzione del risultato operativo delle attività commerciali in Italia connessa essenzialmente alla flessione dei margini per effetto dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi di vendita, nonché della pressione competitiva e della dismissione della Italiana Petroli ceduta nel settembre del 2005. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa.

Gli *special item* del trimestre (31 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e a oneri per incentivazione all'esodo. Nel secondo trimestre 2005 gli *special item* (55 milioni di euro) riguardavano accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale.

(milioni di tonnellate)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2005	2006	Var. %		2005	2006	Var. %
9,77	9,40	(3,8)	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	18,21	18,01	(1,1)
12,51	12,55	0,3	<b>Vendite</b>	24,81	24,87	0,2
2,20	2,20	-	Rete Italia a marchio Agip	4,26	4,26	-
0,50	-	(100,0)	Rete Italia a marchio IP	0,96	-	(100,0)
0,94	0,95	1,1	Rete resto d'Europa	1,77	1,82	2,8
2,54	2,48	(2,4)	Extrarrete Italia	5,07	5,02	(1,0)
1,06	1,15	8,5	Extrarrete estero	2,16	2,28	5,6
0,96	1,03	7,3	<i>di cui extrarrete resto d'Europa</i>	1,96	2,06	5,1
5,27	5,77	9,5	Altre vendite	10,59	11,49	8,5

Nel primo semestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (18,01 milioni di tonnellate) hanno subito una lieve flessione rispetto al primo semestre 2005 (-1,1%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Sannazzaro, Livorno e Taranto in particolare a causa di fermate per manutenzione, e per l'incidente occorso a fine aprile alla raffineria di terzi di Priolo; queste riduzioni sono state in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Gela e Venezia.

Nel primo semestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (24,87 milioni di tonnellate) sono aumentate di 60 mila di tonnellate rispetto al primo semestre 2005, pari allo 0,2%, per effetto essenzialmente della crescita sui mercati rete ed extrarrete del resto d'Europa (150 mila tonnellate), parzialmente assorbita dalla flessione registrata sul mercato extrarrete in Italia (-50 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione della Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-960 mila tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa di 6,08 milioni di tonnellate sono aumentate di 50 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2005 (+0,8%).

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (4,26 milioni di tonnellate) sono rimaste invariate. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa sono aumentate di 50 mila tonnellate, pari al 2,8%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Spagna ed Europa Centro Orientale in relazione in particolare all'acquisizione/convenzionamenti di stazioni di servizio effettuate nel 2005.

Le vendite sul mercato extrarrete in Italia (5,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2005; la riduzione ha riguardato in particolare l'olio combustibile e il gasolio. Le vendite sul mercato extrarrete nel resto d'Europa sono aumentate di 100 mila tonnellate, pari al 5,1% per effetto dei maggiori volumi venduti in Spagna e Germania.

Nel secondo trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (9,40 milioni di tonnellate) sono diminuite rispetto al primo trimestre 2005 (-3,8%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Sannazzaro e Priolo, solo in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Livorno e Venezia.

Nel secondo trimestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (12,55 milioni di tonnellate) sono aumentate di 40 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2005, pari allo 0,3%, per effetto essenzialmente della crescita sui mercati rete ed extrarrete del resto d'Europa (80

mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite sul mercato extrarete in Italia (-60 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-502 mila tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (2,2 milioni di tonnellate) sono rimaste invariate. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa sono aumentate di 10 mila tonnellate, pari all'1,1%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Spagna, Francia e Repubblica Ceca in relazione in particolare all'acquisizione/convenzionamenti di stazioni di servizio effettuata nel 2005.