



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL TERZO TRIMESTRE E DEI PRIMI NOVE MESI DEL 2006

FORTE CRESCITA ED ECCELLENTE REDDITIVITÀ

- **Utile netto: 2,42 miliardi di euro nel terzo trimestre (+3,5%) e 7,70 miliardi di euro nei primi nove mesi (+15,2%)**
- **Utile netto adjusted: 2,62 miliardi di euro nel terzo trimestre (+7,1%) e 8,06 miliardi di euro nei primi nove mesi (+17,5%)**
- **Generazione di cassa: 4,56 miliardi di euro nel terzo trimestre e 15,22 miliardi di euro nei primi nove mesi**
- **Produzione di idrocarburi: sostanzialmente stabile nel trimestre. Confermato il target di crescita del 3% su base annua con uno scenario di prezzo del Brent di 55 dollari/barile**
- **Vendite di gas in Europa: nel terzo trimestre +7,6% (+6,2% nei primi nove mesi)**

San Donato Milanese, 10 novembre 2006 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri sera i risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi 2006 (non sottoposti a revisione).

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
Risultati economici (milioni di euro)							
4.270	4.947	4.828	13,1	Utile operativo	12.431	15.370	23,6
4.446	5.054	5.127	15,3	Utile operativo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	12.627	15.714	24,4
2.340	2.301	2.422	3,5	Utile netto <i>reported</i> ⁽²⁾	6.683	7.697	15,2
0,62	0,62	0,66	5,7	- per azione (€) ⁽³⁾	1,77	2,08	17,1
1,52	1,56	1,67	10,4	- per ADS (\$) ⁽³⁾	4,48	5,17	15,3
2.446	2.483	2.620	7,1	Utile netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	6.855	8.057	17,5

Paolo Scaroni, *Chief Executive Officer*, ha commentato così i risultati del trimestre:

“I risultati del terzo trimestre mi rendono fiducioso che Eni confermi sull'intero anno una redditività eccellente. Tutti i settori di business hanno migliorato la loro performance operativa in un contesto di mercato di alti prezzi del greggio”.

(1) Per la definizione e la riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto “adjusted” v. il paragrafo “Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli a valori correnti e adjusted”.

(2) Utile di competenza Eni.

(3) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

Highlights finanziari del terzo trimestre

- l'utile operativo *adjusted* (5,13 miliardi di euro) aumenta del 15,3% per la migliore *performance* operativa in tutti i settori di *business*;
- l'utile netto *adjusted* (2,62 miliardi di euro) aumenta del 7,1% a seguito dell'incremento dell'utile operativo, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita di 4,3 punti percentuali del *tax rate adjusted* di Gruppo (dal 44,5% al 48,8%);
- il flusso di cassa netto da attività di esercizio⁴ di 4,56 miliardi di euro ha consentito di coprire i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici di 1,84 miliardi di euro e di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 2,54 miliardi di euro. Nel trimestre sono state acquistate 6,83 milioni di azioni proprie per un costo di 158 milioni di euro;
- il *leverage*⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto⁵ e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – si riduce dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,09 al 30 settembre 2006;
- la redditività del capitale investito (ROACE)⁵ calcolata sul periodo di dodici mesi al 30 settembre 2006 raggiunge il 21,8%.

Highlights operativi e di scenario

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
Principali indicatori operativi							
1.715	1.748	1.709	(0,3)	Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.714	1.761	2,7
17,58	20,16	18,91	7,6	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	66,29	70,41	6,2
1,47	1,27	1,37	(6,8)	- di cui vendite upstream	4,44	4,13	(7,0)
3,28	3,15	3,27	(0,3)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa a marchio Agip (milioni di tonnellate)	9,31	9,35	0,4
6,15	6,00	6,33	2,9	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	16,70	18,75	12,3

- produzione di idrocarburi nel trimestre: 1,71 milioni di boe/giorno stabile rispetto al terzo trimestre 2005. Se si escludono gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-62 mila barili/giorno) – a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006 – e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement (PSA)*⁶ e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile (-16 mila barili/giorno), si determina un tasso di crescita del 4,2%. In particolare la produzione è aumentata in Libia, Angola ed Egitto;
- volumi venduti di gas naturale in Europa nel trimestre: 18,91 miliardi di metri cubi, in crescita del 7,6% per effetto essenzialmente della crescita nei mercati *target* e del *build-up* delle forniture di gas libico;
- scenario favorevole caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent (+12,9%) e dei margini di vendita del gas naturale e dei prodotti, i cui effetti positivi sono stati parzialmente attenuati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (4,4%). In particolare i margini di raffinazione realizzati da Eni sono andati in contro tendenza rispetto al *marker* di mercato (-39,2% il margine di raffinazione Brent) per effetto della maggiore redditività del *pool* di greggi approvvigionato.

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

(5) In questo comunicato apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per il *leverage* e l'indebitamento finanziario netto v. pag. 21; per il *ROACE* v. pag. 23.

(6) 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*.

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 ed Egitto per effetto dell'entrata a regime della produzione dei giacimenti avviati nel 2005 e degli avvii effettuati nel 2006. Il risultato produttivo dell'anno risentirà della perdita di produzione del giacimento venezuelano di Dación, delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali, nonché del declino naturale dei giacimenti maturi in particolare in Italia. 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 6% (94 miliardi di metri cubi nel 2005) per effetto dell'incremento atteso nei mercati del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Germania e Austria, Turchia e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento di oltre il 9% (22,77 terawattora nel 2005) per effetto dell'entrata a regime di nuovi gruppi di potenza le cui maggiori produzioni saranno parzialmente assorbite dagli effetti della maggiore attività di manutenzione;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione per effetto essenzialmente della maggiore attività di manutenzione. È previsto il pieno impiego della capacità bilanciata;
- **vendite di prodotti petroliferi:** in Italia le vendite sulla rete a marchio Agip sono previste in lieve flessione. Nel resto d'Europa prosegue il *trend* di crescita dei volumi: in particolare sono previste maggiori vendite in Germania, Spagna, Austria e Francia, anche per effetto della realizzazione/acquisto di stazioni di servizio.

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di 8,7 miliardi di euro in crescita del 17% 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 (+84,5%) per effetto della realizzazione di una nuova unità FPSO⁷ e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche. La riduzione rispetto alla previsione indicata nella seconda trimestrale 2006 (9,1 miliardi di euro) riflette i minori investimenti attesi nei settori: (i) Exploration & Production a causa dello slittamento di progetti di sviluppo; (ii) Refining & Marketing per i ritardi di spesa dei progetti nella raffinazione.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2006 è atteso in aumento rispetto al 30 settembre per effetto essenzialmente del fabbisogno finanziario previsto per gli investimenti tecnici (circa 3,8 miliardi di euro), del pagamento dell'acconto sul dividendo 2006 di 0,60 euro per azione (2,2 miliardi di euro), nonché della prosecuzione del programma di acquisto di azioni proprie. Il *management* Eni prevede che a fine esercizio il *leverage* si attesti intorno allo 0,2.

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

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 dei primi nove mesi 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", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azione 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.

* * *

Contatti societari

Casella e-mail: segreteria societaria.azionisti@eni.it

Investor Relations

Casella e-mail: investor.relations@eni.it

Tel.: +39 0252051651 - fax: +39 0252031929

Ufficio Stampa Eni:

Casella e-mail: 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 e la relazione trimestrale al 30 settembre 2006, non sottoposta a revisione contabile, sono anche disponibili sul sito Internet Eni all'indirizzo www.eni.it.

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi 2006

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
18.121	20.739	20.366	12,4	Ricavi della gestione caratteristica	52.222	64.689	23,9
4.270	4.947	4.828	13,1	Utile operativo <i>reported</i>	12.431	15.370	23,6
(505)	(241)	82		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.001)	(253)	
3.765	4.706	4.910	30,4	Utile operativo a valori correnti	11.430	15.117	32,3
3.682	4.090	4.041	9,8	Exploration & Production	9.031	12.439	37,7
460	718	586	27,4	Gas & Power	2.585	2.473	(4,3)
235	159	333	41,7	Refining & Marketing	641	534	(16,7)
(63)	(14)	36	..	Petrolchimica	146	44	(69,9)
60	133	145	141,7	Ingegneria e Costruzioni	172	356	107,0
(378)	(151)	(185)	51,1	Altre attività	(637)	(401)	37,0
(125)	(91)	(65)	48,0	Corporate e società finanziarie	(336)	(207)	38,4
(106)	(138)	19		Esclusione utili interni ^(a)	(172)	(121)	
2.340	2.301	2.422	3,5	Utile netto <i>reported</i> ^(b)	6.683	7.697	15,2
(317)	(151)	30		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(628)	(180)	
2.023	2.150	2.452	21,2	Utile netto a valori correnti ^(b)	6.055	7.517	24,1
				Esclusione special item			
		19		di cui:			
				Oneri (proventi) non ricorrenti		19	
423	333	149		Altri special item	800	521	
2.446	2.483	2.620	7,1	Utile netto <i>adjusted</i> ^(b)	6.855	8.057	17,5
				Utile per azione (€):			
0,62	0,62	0,66	5,7	Utile netto <i>reported</i>	1,77	2,08	17,1
0,54	0,58	0,66	23,8	Utile netto a valori correnti	1,61	2,03	26,3
0,65	0,67	0,71	9,4	Utile netto <i>adjusted</i>	1,82	2,17	19,6
				Utile per ADS (\$):			
1,52	1,56	1,67	10,4	Utile netto <i>reported</i>	4,48	5,17	15,3
1,31	1,46	1,69	29,3	Utile netto a valori correnti	4,06	5,05	24,3
1,58	1,68	1,81	14,2	Utile netto <i>adjusted</i>	4,60	5,41	17,7
3.766,8	3.709,1	3.688,1		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.770,4	3.706,8	
4.251	4.802	4.555	7,2	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.864	15.223	18,3
1.744	1.714	1.835	5,2	Investimenti tecnici	4.950	4.889	(1,2)
				Principali indicatori di mercato			
61,54	69,62	69,49	12,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ⁽¹⁾	53,54	66,96	25,1
1,220	1,256	1,274	4,4	Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,264	1,244	(1,6)
50,44	55,43	54,55	8,1	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	42,36	53,82	27,1
7,02	5,77	4,27	(39,2)	Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	6,02	4,33	(28,1)
5,75	4,59	3,35	(41,7)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,76	3,48	(26,9)
2,13	2,89	3,24	52,1	Euribor - a tre mesi (%)	2,13	2,91	36,6
3,74	5,13	5,41	44,7	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,27	5,11	56,3

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

(b) Utile di competenza Eni.

(c) Interamente diluito.

(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.

Terzo trimestre

Utile netto

L'**utile netto di competenza Eni** del terzo trimestre 2006 di 2.422 milioni di euro è aumentato di 82 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+3,5%) per effetto essenzialmente del maggiore utile operativo registrato in tutti i settori di *business*, parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 46,0% al 50,4%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità. L'aumento del *tax rate* di Gruppo riflette anche l'impatto dell'incremento della fiscalità deciso dal Governo del Regno Unito applicabile alle produzioni di idrocarburi del Mare del Nord (*supplemental tax rate*). L'incremento, divenuto legge nel luglio 2006 con effetto retroattivo al 1° gennaio 2006, riguarda sia le imposte correnti, sia l'adeguamento del fondo imposte differite (complessivamente 175 milioni di euro). I maggiori oneri tributari per imposte correnti sono stati di 84 milioni di euro, di cui 66 milioni di competenza dei primi sei mesi.

L'**utile netto adjusted** del terzo trimestre 2006, ottenuto escludendo la perdita da magazzino di 30 milioni di euro e *special item* di 168 milioni di euro (entrambi gli ammontari al netto del relativo effetto fiscale) riferiti in particolare a svalutazioni di *asset*, accantonamenti a fondi rischi, oneri ambientali, oneri per incentivazione all'esodo e l'adeguamento del fondo imposte differite per il *supplemental tax rate* del Mare del Nord, ammonta a 2.620 milioni di euro con un aumento del 7,1% rispetto al terzo trimestre del 2005.

Risultati per settore

L'**utile operativo a valori correnti** del terzo trimestre 2006 di 4.910 milioni di euro è aumentato di 1.145 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2005, pari al 30,4%, per effetto essenzialmente dell'incremento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+359 milioni di euro; +9,8%), dovuto all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +16,5%; gas naturale +19,2%) parzialmente assorbito dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, dai maggiori costi di ricerca esplorativa, nonché dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 190 milioni di euro) in parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro;
- **Gas & Power** (+126 milioni di euro; +27,4%), dovuto in particolare ai maggiori margini di vendita del gas per effetto della circostanza che nel terzo trimestre 2005, a seguito degli sviluppi registrati allora nel contenzioso con l'Autorità, venne rilevato l'intero impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativo ai primi nove mesi 2005, nonché all'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. All'incremento del risultato ha contribuito anche la crescita dei volumi venduti di gas naturale dalle società consolidate (+1,04 miliardi di metri cubi). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto negativo del regime tariffario dell'attività di trasporto Italia determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché dalla flessione dei margini di vendita del *business* elettrico;
- **Refining & Marketing** (+98 milioni di euro; +41,7%), dovuto essenzialmente al miglioramento dell'utile operativo dell'attività di raffinazione per effetto della maggiore redditività del *pool* di greggi approvvigionato, nonostante l'andamento negativo del *marker* di mercato (-2,75 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 39,2%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli impatti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e delle minori lavorazioni. L'utile operativo del settore è stato favorito anche dalla riduzione degli *special item* in relazione a minori accantonamenti ambientali e dal miglioramento del risultato operativo delle attività commerciali in Italia;
- **Petrochimica** che registra l'utile operativo a valori correnti di 36 milioni di euro a fronte della perdita di 63 milioni nel terzo trimestre 2005. Il miglioramento di 99 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+85 milioni di euro; +141,7%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Primi nove mesi

Utile netto

L'**utile netto di competenza Eni** dei primi nove mesi 2006 di 7.697 milioni di euro è aumentato di 1.014 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi 2005 (+15,2%) per effetto essenzialmente del maggiore utile operativo di 2.939 milioni di euro (+23,6%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 45,6% al 49,9%).

La **redditività del capitale investito (ROACE)** calcolata sui dodici mesi al 30 settembre 2006 raggiunge il 21,8%.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un **contesto di mercato** caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 25,1% e dal deprezzamento dell'1,6% dell'euro rispetto al dollaro, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent (-28,1%) e dei margini di vendita dei prodotti petroliferi e petrolchimici. I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dall'andamento favorevole del cambio e dello scenario dell'energia.

L'**utile netto adjusted** del periodo di 8.057 milioni di euro è aumentato del 17,5% rispetto ai primi nove mesi del 2005.

Risultati per settore

L'**utile operativo a valori correnti** di 15.117 milioni di euro è aumentato di 3.687 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+32,3%) a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+3.408 milioni di euro; +37,7%), dovuto all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +28,8%; gas naturale +20,6%), alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+11,9 milioni di boe), nonché all'impatto favorevole del deprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 180 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione, degli ammortamenti e dei costi di ricerca esplorativa;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+184 milioni di euro; +107%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

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

- **Gas & Power** (-112 milioni di euro; -4,3%) a causa essenzialmente: (i) dei minori margini di vendita del gas per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006 e dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dello scenario dell'energia; (ii) della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del regime tariffario determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) dei maggiori *special item* rappresentati essenzialmente da svalutazioni di attività e da oneri ambientali. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita dei volumi venduti dalle società consolidate (vendite di gas +3,64 miliardi di metri cubi, pari al 6,3%; produzione venduta di energia elettrica +2,05 terawattora, pari al 12,3%) e di quelli trasportati all'estero in particolare sul gasdotto libico GreenStream;
- **Refining & Marketing** (-107 milioni di euro; -16,7%) a causa della flessione del margine di raffinazione e dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate, i cui effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro. L'utile operativo del settore è stato penalizzato anche dalla riduzione del risultato dell'attività commerciale in Italia per effetto dei minori margini e della dismissione della Italiana Petroli (IP) effettuata nel settembre 2005. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione degli *special item* e dal miglioramento dell'utile operativo delle attività commerciali nel resto d'Europa;
- **Petrochimica** (-102 milioni di euro; -69,9%) 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 Erg di Priolo a fine aprile 2006.

Indebitamento finanziario netto e flusso di cassa

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 settembre 2006 di 3.850 milioni di euro è diminuito di 6.625 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente del **flusso di cassa generato dalla gestione** (15.223 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché degli incassi da dismissioni (128 milioni di euro) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dal-

l'euro (circa 450 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (4.965 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo 2005 (2.620 milioni di euro, di cui 2.400 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del dividendo 2005); (iii) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (1.136 milioni di euro), della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA (324 milioni 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 0,09 al 30 settembre 2006.

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2006 è diminuito di 2.544 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2006 (6.394 milioni di euro) per effetto essenzialmente dell'elevato flusso di cassa generato dalla gestione (4.555 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli esborsi relativi agli investimenti tecnici di periodo (1.835 milioni di euro) e dall'acquisto di azioni proprie da parte di Eni (158 milioni di euro).

Acquisto di azioni proprie

Nel periodo 1° gennaio-30 settembre 2006 sono state acquistate 48,80 milioni di **azioni proprie** per il corrispettivo di 1.136 milioni di euro (in media 23,265 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 331 milioni di azioni proprie, pari all'8,26% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.407 milioni di euro (in media 16,352 euro per azione).

Investimenti

Gli **investimenti tecnici** dei primi nove mesi del 2006 ammontano a 4.889 milioni di euro (4.950 nei primi nove mesi del 2005) e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (2.573 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto e Italia e le attività di ricerca esplorativa (642 milioni di euro), in particolare in Egitto, Italia, Nigeria e Stati Uniti;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (478 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (139 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* nella raffineria di Sannazzaro, e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 373 milioni di euro);
- il settore Ingegneria e Costruzioni (403 milioni di euro) per effetto della realizzazione di una nuova unità *FPSO* e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche.

Seguono le informazioni operative ed economico-finanziarie dei settori conseguite nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2006.

Exploration & Production

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
				Risultati (milioni di euro)			
6.058	7.045	6.562	8,3	Ricavi	16.112	21.021	30,5
3.682	4.090	4.041	9,8	Utile operativo	9.031	12.439	37,7
				Esclusione (utile) perdita di magazzino			
3.682	4.090	4.041	9,8	Utile operativo a valori correnti	9.031	12.439	37,7
132	132	54		Esclusione special item:	291	129	
132	132	48		- svalutazioni	290	180	
		3		- plusvalenze nette su cessione di asset		(54)	
		3		- oneri per esodi agevolati	1	3	
3.814	4.222	4.095	7,4	Utile operativo adjusted	9.322	12.568	34,8
				I risultati includono:			
1.013	1.157	1.106	9,2	Ammortamenti e svalutazioni	2.836	3.358	18,4
126	214	255	102,4	- di cui costi di ricerca esplorativa	344	656	90,7
1.228	1.153	1.152	(6,2)	Investimenti	3.448	3.266	(5,3)
				Produzioni ^(a) ^(b)			
1.106	1.056	1.041	(5,9)	Petrolio ^(c) (migliaia di barili/giorno)	1.104	1.080	(2,2)
99	113	109	10,1	Gas naturale (milioni di metri cubi)	99	111	12,1
1.715	1.748	1.709	(0,3)	Idrocarburi (migliaia di barili/giorno)	1.714	1.761	2,7
				Prezzi medi di realizzo			
55,96	64,33	65,20	16,5	Petrolio ^(c) (\$/bbl)	47,98	61,81	28,8
161,21	182,07	192,14	19,2	Gas naturale (\$/kmc)	154,32	186,17	20,6
45,72	51,24	52,21	14,2	Idrocarburi (\$/boe)	40,17	50,00	24,5
				Prezzi medi dei principali marker di mercato			
61,54	69,62	69,49	12,9	Brent dated (\$/bbl)	53,54	66,96	25,1
50,44	55,43	54,55	8,1	Brent dated (€/bbl)	42,36	53,82	27,1
63,05	70,40	70,38	11,6	West Texas Intermediate (\$/bbl)	55,26	68,02	23,1
340,79	230,96	214,36	(37,1)	Gas Henry Hub (\$/kmc)	270,87	239,08	(11,7)

(a) Ulteriori dati operativi sono forniti a pagina 25.

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

(c) Include i condensati.

L'utile operativo del terzo trimestre di 4.041 milioni di euro è aumentato di 359 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+9,8%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +16,5%; gas naturale +19,2%), parzialmente assorbito:

- dall'incremento dei costi di produzione e degli 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;
- dai maggiori costi di ricerca esplorativa (129 milioni di euro; 134 a cambi costanti);
- dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa -190 milioni di euro), riferito in parte alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

L'utile operativo nei primi nove mesi è aumentato di 3.408 milioni di euro (+37,7%) e ha beneficiato, oltre che dell'aumento dei prezzi, della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+11,9 milioni di boe, pari al 2,6%) e del diverso andamento del rapporto di cambio euro/dollaro (circa +180 milioni di euro). Anche nei primi nove mesi si registra l'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, nonché dei costi di ricerca esplorativa.

Gli *special item* del terzo trimestre di 54 milioni di euro (129 milioni di euro nei primi nove mesi) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

Nel terzo trimestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.709 mila boe è in linea rispetto al terzo trimestre 2005 (-0,3%). La produzione aumenta del 4,2% escludendo gli impatti della 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 (-62 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-16 mila boe/giorno) nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. La crescita della produzione è dovuta essenzialmente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Australia, Egitto e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.041 mila barili) è aumentata essenzialmente in Libia e Angola, per effetto dell'entrata a regime di giacimenti avviati nel 2005, e negli Stati Uniti per effetto del quasi completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani verificatisi nel terzo e nel quarto trimestre 2005. Le principali riduzioni hanno riguardato Venezuela e Nigeria, nonché Regno Unito e Italia per il declino produttivo dei giacimenti maturi.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (109 milioni di metri cubi) è aumentata essenzialmente in Libia - entrata a regime di *Bahr Essalam* -, Nigeria - *start-up* treni 4 e 5 dell'impianto GNL di *Bonny* -, Australia - *start-up* fase gas di *Bayu Undan* -, Egitto - entrata a regime di *Barboni*, aumento pozzi produttivi a *el Temsah* e crescita delle forniture all'impianto GNL di *Damietta* -, Croazia - *start-up* dei giacimenti *Ika*, *Ida* e *Ivana C-K*. Le principali riduzioni hanno riguardato i giacimenti maturi in Italia.

Nei primi nove mesi del 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.761 mila boe è aumentata di 47 mila boe rispetto ai primi nove mesi del 2005, pari al 2,7%. L'aumento raggiunge il 6,7% se si escludono gli impatti della perdita della produzione del giacimento *Dación* in Venezuela e l'effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*. La crescita ha riguardato Libia, Angola ed Egitto. Le principali riduzioni hanno riguardato Nigeria e Italia.

Nel terzo trimestre le attività di sviluppo hanno registrato buoni avanzamenti nei principali progetti. In Kazakistan, sono proseguite sul giacimento *offshore* di *Kashagan* le attività di sviluppo in particolare con il completamento e prove di due pozzi che hanno confermato gli incoraggianti risultati ottenuti dal primo pozzo già completato nel trimestre precedente. In Angola sono in corso le attività di ingegneria e *procurement* relativamente alla terza fase del progetto di sviluppo dei giacimenti di petrolio nell'area *offshore* denominata *Kizomba* all'interno del Blocco 15. In settembre sono iniziate le attività relative alla fermata per manutenzione programmata delle *facility* del giacimento *onshore* a gas e condensati di *Karachaganak*, in Kazakistan. Le attività sono quindi riprese a inizio di ottobre e la piena operatività è stata raggiunta a metà mese. Nel trimestre sono stati consegnati i primi carichi di greggio a *Odessa* e *Primorsk* attraverso la *pipeline* *Ayrau-Samara*, avviando di fatto anche la commercializzazione verso i mercati occidentali anche attraverso la rotta baltica.

In ottobre sono stati registrati due importanti successi esplorativi: (i) Stati Uniti, nel Blocco *offshore* *Mississippi Canyon 502* (Eni 100%), il pozzo di scoperta *Longhorn North* ha rinvenuto a una profondità di 3.400 metri la presenza di uno strato di sabbie mineralizzate a gas di estensione e qualità produttive superiori alle previsioni. La scoperta, insieme a quella precedente di *Longhorn*, ha delineato la presenza di un giacimento di cui Eni sta valutando le diverse alternative di sviluppo; e (ii) Algeria, nel Blocco 404a *onshore* (Eni 12,25%), il pozzo di scoperta *Bir Berkine Sud-1* ha rinvenuto alla profondità di circa 3.500 metri la presenza di olio, erogando in fase di uno *short test* circa 700 barili al giorno.

In settembre sono state acquisite quote di partecipazione in due licenze esplorative nell'*offshore* norvegese: (i) nel permesso *PL221* (Eni 30%), dove è stato scoperto l'importante giacimento a gas *Victoria*, con riserve recuperabili di 35,4 miliardi di metri cubi in quota Eni; (ii) nel permesso *PL264* (Eni 40%, operatore), dove è stato scoperto il giacimento a gas *Hvitveis* con riserve recuperabili di 8,8 miliardi di metri cubi in quota Eni.

Gas & Power

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
				Risultati (milioni di euro)			
4.388	5.799	5.265	20,0	Ricavi	15.550	20.198	29,9
525	708	592	12,8	Utile operativo	2.680	2.499	(6,8)
(65)	10	(6)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(95)	(26)	
460	718	586	27,4	Utile operativo a valori correnti	2.585	2.473	(4,3)
8	73	33		Esclusione special item	56	140	
				<i>di cui:</i>			
		24		Oneri (proventi) non ricorrenti		24	
8	73	9		Altri special item	56	116	
	51			- svalutazioni		51	
6	19	3		- oneri ambientali	28	42	
2	3	5		- oneri per esodi agevolati	5	22	
		1		- altro	23	1	
468	791	619	32,3	Utile operativo adjusted	2.641	2.613	(1,1)
220	259	311	41,4	Investimenti tecnici	741	721	(2,7)
468	791	619	32,3	Utile operativo adjusted per attività	2.641	2.613	(1,1)
(15)	339	186	..	Mercato e distribuzione	1.261	1.230	(2,5)
293	266	230	(21,5)	Trasporto Italia	908	801	(11,8)
119	141	140	17,6	Trasporto estero	339	435	28,3
71	45	63	(11,3)	Generazione elettrica	133	147	10,5
				Vendite di gas naturale ^(a) (miliardi di metri cubi)			
9,52	9,99	9,39	(1,4)	Italia a terzi ⁽¹⁾	36,80	36,85	0,1
1,48	1,61	1,50	1,4	Autoconsumi ⁽¹⁾	4,07	4,58	12,5
4,04	5,91	5,31	31,4	Resto d'Europa ⁽¹⁾	16,40	19,79	20,7
0,39	0,21	0,27	(30,8)	Extra Europa	0,95	0,64	(32,6)
15,43	17,72	16,47	6,7	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	58,22	61,86	6,3
1,23	1,65	1,62	31,7	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	5,03	5,68	12,9
				Italia ⁽¹⁾	0,04	0,01	(75,0)
1,07	1,38	1,34	25,2	Resto d'Europa ⁽¹⁾	4,54	5,05	11,2
0,16	0,27	0,28	75,0	Extra Europa	0,45	0,62	37,8
16,66	19,37	18,09	8,6	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	63,25	67,54	6,8
17,58	20,16	18,91	7,6	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	66,29	70,41	6,2
16,11	18,89	17,54	8,9	G&P in Europa ⁽¹⁾ <small>riepilogo</small>	61,85	66,28	7,2
1,47	1,27	1,37	(6,8)	Upstream in Europa	4,44	4,13	(7,0)
18,26	21,63	19,02	4,2	Trasporto di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)	63,05	65,54	3,9
11,67	13,91	12,09	3,6	Eni	40,13	42,12	5,0
6,59	7,72	6,93	5,2	Terzi	22,92	23,42	2,2
6,15	6,00	6,33	2,9	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	16,70	18,75	12,3

(a) Ulteriori dati operativi sono forniti a pagina 26.

L'utile operativo a valori correnti del terzo trimestre di 586 milioni di euro è aumentato di 126 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+27,4%) per effetto essenzialmente:

- della crescita dei margini di vendita del gas naturale per effetto della circostanza che nel terzo trimestre 2005, a seguito degli sviluppi registrati allora nel contenzioso con l'Autorità, venne rilevato l'intero impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativo ai primi nove mesi

2005, nonché 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;

- della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+1,04 miliardi di metri cubi, pari al 6,7%) inclusi gli autoconsumi, nonché dei volumi del trasporto estero.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:

- dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del regime tariffario determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- dalla flessione dell'utile operativo dell'attività di generazione elettrica per effetto della riduzione dei margini di vendita, parzialmente compensata dalla crescita della produzione venduta (+0,18 terawattora, pari al 2,9%).

Nonostante l'andamento positivo del terzo trimestre, l'utile operativo a valori correnti dei primi nove mesi di 2.473 milioni di euro è diminuito di 112 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-4,3%) a causa essenzialmente: (i) dei minori margini di vendita del gas naturale per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006 e dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, parzialmente assorbiti dall'andamento favorevole dello scenario energetico, in particolare nel settore termoelettrico; (ii) delle minori tariffe di trasporto in Italia; (iii) dei maggiori *special item*. I primi nove mesi hanno beneficiato della crescita dei volumi venduti di gas naturale (+3,64 miliardi di metri cubi, pari al 6,3%), della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 12,3%) e dei volumi del trasporto estero.

Gli *special item* del terzo trimestre (33 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti netti di 24 milioni di euro nonché oneri per incentivazione all'esodo e accantonamenti ambientali. Gli *special item* dei primi nove mesi (140 milioni di euro) comprendono anche svalutazioni di attività immateriali.

Le vendite di gas naturale in Europa nel terzo trimestre sono state di 18,91 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate), in aumento di 1,33 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2005 (+7,6%) per effetto della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+1,44 miliardi di metri cubi), in particolare:

- nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,74 miliardi di metri cubi);
- nelle vendite ai mercati *target* della Penisola Iberica, Turchia e Germania/Austria.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:

- dalla flessione delle vendite in Italia (-0,11 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi) dovuta essenzialmente alle minori forniture al settore industriale (-0,37 miliardi di metri cubi), parzialmente compensate dall'incremento delle vendite al settore grossisti (0,22 miliardi di metri cubi) e ai clienti civili e residenziali (0,06 miliardi di metri cubi).

Nei primi nove mesi del 2006 le vendite di gas naturale in Europa di 70,41 miliardi di metri cubi sono aumentate di 4,12 miliardi di metri cubi (+6,2%), per effetto della crescita registrata: (i) nei mercati del resto d'Europa (+3,59 miliardi di metri cubi), in particolare nelle vendite a importatori in Italia e nelle forniture ai mercati turco, iberico e austro-tedesco; (ii) in Italia (+0,53 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi), essenzialmente nel settore industriale, per il *trend* positivo del primo trimestre, e nelle forniture di gas per la produzione di energia elettrica delle centrali EniPower; questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla flessione delle vendite al settore termoelettrico per effetto dell'emergenza climatica invernale che ha comportato la sostituzione del gas con l'olio combustibile per l'alimentazione degli impianti.

Nel terzo trimestre 2006 la produzione venduta di energia elettrica di 6,33 terawattora è aumentata di 0,18 terawattora (+2,9%) per l'entrata in esercizio del terzo gruppo di potenza della centrale di Brindisi (+0,74 terawattora), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto della fermata della centrale di Ravenna (-0,46 terawattora).

Nei primi nove mesi del 2006 la produzione venduta di energia elettrica è aumentata di 2,05 terawattora, pari al 12,3%.

Refining & Marketing

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05	Primi nove mesi		
				2005	2006	Var. %
Risultati (milioni di euro)						
9.430	10.166	10.185	8,0	24.177	29.631	22,6
663	366	250	(62,3)	1.528	705	(53,9)
(428)	(207)	83		(887)	(171)	
235	159	333	41,7	641	534	(16,7)
113	31	30		194	108	
	17				1	
118	6	23		180	84	
2		6		9	17	
14	2	1		31	4	
(21)	6			(26)	2	
348	190	363	4,3	835	642	(23,1)
123	137	141	14,6	339	373	10,0
Margine di raffinazione						
7,02	5,77	4,27	(39,2)	6,02	4,33	(28,1)
5,75	4,58	3,35	(41,7)	4,76	3,48	(26,9)
9,05	8,46	6,82	(24,6)	8,53	7,04	(17,5)
Lavorazioni e vendite (milioni di tonnellate)						
9,16	8,25	8,56	(6,6)	25,21	24,30	(3,6)
1,17	1,15	1,22	4,3	3,33	3,49	4,8
7,41	6,77	7,18	(3,1)	20,12	19,81	(1,5)
100	100	100		100	99	
2,29	2,2	2,24	(2,2)	6,55	6,50	(0,8)
0,34			..	1,30		..
0,99	0,95	1,03	4,0	2,76	2,85	3,3
2,58	2,48	2,46	(4,7)	7,65	7,48	(2,2)
1,05	1,03	1,07	1,9	3,01	3,13	4,0
0,09	0,12	0,10	11,1	0,29	0,31	6,9
5,82	5,77	6,19	6,4	16,41	17,68	7,7
13,16	12,55	13,09	(0,5)	37,97	37,95	(0,1)
Vendite per area geografica						
7,71	7,44	7,47	(3,1)	22,42	22,31	(0,5)
2,04	1,98	2,10	2,9	5,77	5,98	3,6
3,41	3,13	3,52	3,2	9,78	9,66	(1,2)

L'utile operativo a valori correnti del terzo trimestre di 333 milioni di euro è aumentato di 98 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+41,7%) per effetto essenzialmente:

- del miglioramento dell'utile operativo dell'attività di raffinazione anche a seguito dell'incremento del differenziale tra le quotazioni dei greggi leggeri e di quelli pesanti che ha favorito il sistema di raffinazione Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione, nonostante l'andamento negativo del *marker* di mercato (-2,75 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 39,2%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli impatti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e delle minori lavorazioni;
- della riduzione degli *special item* dovuta in particolare ai minori accantonamenti ambientali;
- del miglioramento del risultato operativo delle attività commerciali in Italia dovuto all'incremento dei margini in parte assorbito dai minori volumi venduti e della dismissione della Italiana Petroli nel settembre 2005;
- dell'incremento dei margini commerciali e dei volumi venduti delle attività rete nel resto d'Europa.

Nonostante l'andamento positivo del terzo trimestre, l'utile operativo a valori correnti dei primi nove mesi di 534 milioni di euro è diminuito di 107 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi 2005 (-16,7%) riflettendo in particolare:

- la riduzione dell'utile operativo dell'attività di raffinazione, essenzialmente in relazione all'andamento dello scenario e delle fermate, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro sul dollaro;
- la riduzione del risultato operativo delle attività commerciali in Italia connessa essenzialmente alla flessione dei margini registrata in particolare nei primi due trimestri e agli impatti dei minori volumi venduti connessi alla pressione competitiva e della dismissione della Italiana Petroli.

Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione degli *special item* e dall'incremento dell'utile operativo delle attività commerciali nel resto d'Europa.

Gli *special item* del trimestre di 30 milioni di euro (108 milioni di euro nei primi nove mesi 2006) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel terzo trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (9,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di 550 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2005 (-5,3%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Gela, a causa di inconvenienti tecnici, e di Sannazzaro, a causa di maggiori fermate per manutenzioni programmate, nonché per l'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo. Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori lavorazioni su Livorno, Taranto e Venezia. Nei primi nove mesi 2006 le lavorazioni (27,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 750 mila tonnellate rispetto ai primi nove mesi 2005 (-2,6%).

Nei primi nove mesi la capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata pienamente utilizzata.

Nel terzo trimestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (13,09 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2005, pari allo 0,5%, per effetto essenzialmente delle minori vendite sui mercati rete a marchio Agip ed extrarete in Italia (-0,17 milioni di tonnellate), solo in parte compensate dalla crescita sul mercato rete ed extrarete del resto d'Europa (60 mila tonnellate, pari al 2,9%). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-340 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 (2,24 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,03 milioni di tonnellate) sono aumentate essenzialmente in Europa Centro Orientale per effetto dell'acquisizione/convenzionamento di stazioni di servizio.

Nei primi nove mesi 2006 le vendite di prodotti petroliferi (37,95 milioni di tonnellate) sono state sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi 2005; in particolare le minori vendite sui mercati rete a marchio Agip ed extrarete in Italia (-220 mila tonnellate) sono state compensate dalle maggiori vendite nel resto d'Europa (210 mila tonnellate).

Conto economico

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
18.121	20.739	20.366	12,4	Ricavi della gestione caratteristica	52.222	64.689	23,9
163	163	109	(33,1)	Altri ricavi e proventi	480	481	0,2
(12.607)	(14.380)	(14.147)	(12,2)	Costi operativi	(36.234)	(45.266)	(24,9)
		(24)	..	di cui (oneri) proventi non ricorrenti:		(24)	..
(1.407)	(1.575)	(1.500)	(6,6)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.037)	(4.534)	(12,3)
4.270	4.947	4.828	13,1	Utile operativo	12.431	15.370	23,6
(60)	109	(42)	30,0	Proventi (oneri) finanziari netti	(268)	109	..
355	227	279	(21,4)	Proventi netti su partecipazioni	768	746	(2,9)
4.565	5.283	5.065	11,0	Utile prima delle imposte	12.931	16.225	25,5
(2.101)	(2.800)	(2.553)	(21,5)	Imposte sul reddito	(5.891)	(8.100)	(37,5)
2.464	2.483	2.512	1,9	Utile netto	7.040	8.125	15,4
				di cui:			
2.340	2.301	2.422	3,5	- utile netto di competenza Eni	6.683	7.697	15,2
124	182	90	(27,4)	- utile netto di terzi azionisti	357	428	19,9
2.340	2.301	2.422	3,5	Utile netto di competenza Eni	6.683	7.697	15,2
(317)	(151)	30		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(628)	(180)	
2.023	2.150	2.452	21,2	Utile netto a valori correnti di competenza Eni ⁽¹⁾	6.055	7.517	24,1
		19		Esclusione special item:			
				- oneri non ricorrenti		19	
423	333	149		- altri special item	800	521	
2.446	2.483	2.620	7,1	Utile netto adjusted di competenza Eni ⁽¹⁾	6.855	8.057	17,5

(1) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione "a valori correnti", che esclude l'utile/perdita di magazzino, e *adjusted*, che esclude inoltre gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli a valori correnti e *adjusted*" a pag. 16.

Non-GAAP measures

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto 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: (i) derivano da eventi od 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 od 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 i componenti reddituali derivanti da eventi od operazioni non ricorrenti sono evidenziati, quando significativi, distintamente nel prospetto di conto economico e nelle tabelle di riconduzione che seguono.

(milioni di euro)

Terzo trimestre 2006

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo reported	4.041	592	250	31	145	(185)	(65)	19	4.828
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	83	5					82
Utile operativo a valori correnti	4.041	586	333	36	145	(185)	(65)	19	4.910
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		24							24
Altri special item:	54	9	30	1		91	8		193
oneri ambientali		3	23			12			38
svalutazioni	48					6			54
plusvalenze nette su cessione di <i>asset</i>	3								3
accantonamenti a fondo rischi			1			53			54
oneri per esodi agevolati	3	5	6	4		15	2		35
altro		1		(3)		5	6		9
Special item dell'utile operativo	54	33	30	1		91	8		217
Utile operativo adjusted	4.095	619	363	37	145	(94)	(57)	19	5.127
Utile netto di competenza Eni reported									2.422
Eliminazione perdita di magazzino									30
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									2.452
Esclusione oneri (proventi) non ricorrenti									19
Esclusione altri <i>special item</i>									149
Utile netto di competenza Eni adjusted									2.620

(milioni di euro)

Terzo trimestre 2005

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo reported	3.682	525	663	(51)	60	(378)	(125)	(106)	4.270
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(65)	(428)	(12)					(505)
Utile operativo a valori correnti	3.682	460	235	(63)	60	(378)	(125)	(106)	3.765
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:	132	8	113	20		283	125		681
oneri ambientali		6	118			173			297
svlutazioni	132					24			156
plusvalenze nette su cessione di asset									
accantonamenti a fondo rischi			14	25		87	119		245
oneri per esodi agevolati		2	2			3	6		13
altro			(21)	(5)		(4)			(30)
Special item dell'utile operativo	132	8	113	20		283	125		681
Utile operativo adjusted	3.814	468	348	(43)	60	(95)		(106)	4.446
Utile netto di competenza Eni reported									2.340
Eliminazione utile di magazzino									(317)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									2.023
Esclusione special item									423
Utile netto di competenza Eni adjusted									2.446

(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
Utile operativo reported	4.090	708	366	30	133	(151)	(91)	(138)	4.947
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		10	(207)	(44)					(241)
Utile operativo a valori correnti	4.090	718	159	(14)	133	(151)	(91)	(138)	4.706
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:	132	73	31	19		86	7		348
oneri ambientali		19	17			52			88
svlutazioni	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
Special item dell'utile operativo	132	73	31	19		86	7		348
Utile operativo adjusted	4.222	791	190	5	133	(65)	(84)	(138)	5.054
Utile netto di competenza Eni reported									2.301
Eliminazione utile di magazzino									(151)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									2.150
Esclusione special item									333
Utile netto di competenza Eni adjusted									2.483

(milioni di euro)

Primi nove mesi 2006

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo reported	12.439	2.499	705	100	356	(401)	(207)	(121)	15.370
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(26)	(171)	(56)					(253)
Utile operativo a valori correnti	12.439	2.473	534	44	356	(401)	(207)	(121)	15.117
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti		24							24
Altri special item:	129	116	108	21		179	20		573
oneri ambientali		42	84			64			190
svalutazioni	180	51	1			10			242
plusvalenze nette su cessione di asset	(54)								(54)
accantonamenti a fondo rischi			4	20		75			99
oneri per esodi agevolati	3	22	17	5		16	14		77
altro		1	2	(4)		14	6		19
Special item dell'utile operativo	129	140	108	21		179	20		597
Utile operativo adjusted	12.568	2.613	642	65	356	(222)	(187)	(121)	15.714
Utile netto di competenza Eni reported									7.697
Eliminazione utile di magazzino									(180)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									7.517
Esclusione oneri (proventi) non ricorrenti									19
Esclusione altri special item									521
Utile netto di competenza Eni adjusted									8.057

(milioni di euro)

Primi nove mesi 2005

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo reported	9.031	2.680	1.528	165	172	(637)	(336)	(172)	12.431
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(95)	(887)	(19)					(1.001)
Utile operativo a valori correnti	9.031	2.585	641	146	172	(637)	(336)	(172)	11.430
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:	291	56	194	41		433	182		1.197
oneri ambientali		28	180			267	46		521
svalutazioni	290			18		28			336
plusvalenze nette su cessione di asset									
accantonamenti a fondo rischi			31	30		130	119		310
oneri per esodi agevolati	1	5	9			3	17		35
altro		23	(26)	(7)		5			(5)
Special item dell'utile operativo	291	56	194	41		433	182		1.197
Utile operativo adjusted	9.322	2.641	835	187	172	(204)	(154)	(172)	12.627
Utile netto di competenza Eni reported									6.683
Eliminazione utile di magazzino									(628)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									6.055
Esclusione special item									800
Utile netto di competenza Eni adjusted									6.855

Analisi degli *special item*

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006		Primi nove mesi	
				2005	2006
			Esclusione <i>special item</i>		
			<i>di cui:</i>		
		24	Oneri (proventi) non ricorrenti		24
681	348	193	Altri <i>special item</i>	1.197	573
297	88	38	Oneri ambientali	521	190
156	185	54	Svalutazioni	336	242
		3	Plusvalenze nette su cessione di asset		(54)
245	42	54	Accantonamenti a fondo rischi	310	99
13	18	35	Oneri per esodi agevolati	35	77
(30)	15	9	Altro	(5)	19
681	348	217	<i>Special item</i> dell'utile operativo	1.197	597
(107)	(15)	(70)	Oneri (proventi) finanziari e su partecipazioni	(105)	(84)
574	333	147	<i>Special item</i> non ricorrenti prima delle imposte	1.092	513
(151)		21	Imposte sul reddito	(292)	27
423	333	168	Totale <i>special item</i>	800	540

Utile operativo *adjusted*

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
				Utile operativo <i>adjusted</i>			
3.814	4.222	4.095	7,4	Exploration & Production	9.322	12.568	34,8
468	791	619	32,3	Gas & Power	2.641	2.613	(1,1)
348	190	363	4,3	Refining & Marketing	835	642	(23,1)
(43)	5	37	..	Petrochimica	187	65	(65,2)
60	133	145	141,7	Ingegneria e Costruzioni	172	356	107,0
(95)	(65)	(94)	1,1	Altre attività	(204)	(222)	(8,8)
	(84)	(57)	..	Corporate e società finanziarie	(154)	(187)	(21,4)
(106)	(138)	19		Eliminazione utili interni	(172)	(121)	
4.446	5.054	5.127	15,3		12.627	15.714	24,4

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 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 riclassificato¹

(milioni di euro)

	31.12.2005	30.06.2006	30.09.2006
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	45.013	43.051	43.408
Altre immobilizzazioni		654	656
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.194	1.866	1.962
Attività immateriali	3.194	3.172	3.285
Partecipazioni	4.311	4.267	4.234
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	775	626	640
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.196)	(916)	(912)
	54.291	52.720	53.273
Capitale d'esercizio netto			
Rimanenze	3.563	4.387	4.440
Crediti commerciali	14.101	13.359	12.858
Debiti commerciali	(8.170)	(8.747)	(8.136)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.857)	(6.320)	(6.867)
Fondi per rischi e oneri	(7.679)	(7.640)	(7.741)
Altre attività (passività) d'esercizio ⁽²⁾	(526)	(462)	(553)
	(3.568)	(5.423)	(5.999)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.040)	(1.054)
Capitale investito netto	49.692	46.257	46.220
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	39.863	42.370
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.394	3.850
Coperture	49.692	46.257	46.220

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 45 e 46.

(2) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 261 milioni di euro (492 e 215 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 giugno 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di 550 milioni di euro (stesso ammontare al 30 giugno 2006, 453 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

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 di euro)

	31.12.2005	30.06.2006	30.09.2006
Debiti finanziari e obbligazioni	12.998	11.560	11.006
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.333)	(4.478)	(6.459)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(931)	(419)	(418)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(259)	(269)	(279)
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.394	3.850
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	39.863	42.370
Leverage	0,27	0,16	0,09

Variazione patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31.12.2005		39.217
Utile netto compresi gli interessi di terzi azionisti	8.125	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.400)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(1.136)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	48	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(220)	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas/Saipem)	(214)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(797)	
Altre variazioni	(253)	
Totale variazioni		3.153
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30.09.2006		42.370

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 riclassificato¹

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006		Primi nove mesi 2005	Primi nove mesi 2006
2.464	2.483	2.512	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	7.040	8.125
			<i>a rettifica:</i>		
1.979	1.254	1.610	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.467	4.185
(171)	3	5	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(190)	(55)
2.199	2.723	2.538	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	6.092	8.121
6.471	6.463	6.665	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	17.409	20.376
(1.107)	892	(1.181)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(747)	(177)
(1.113)	(2.553)	(929)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(3.798)	(4.976)
4.251	4.802	4.555	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.864	15.223
(1.744)	(1.714)	(1.835)	Investimenti tecnici	(4.950)	(4.889)
(13)	(38)	(19)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(61)	(76)
229	19	23	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	502	127
62	188	(126)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	38	(46)
2.785	3.257	2.598	Free cash flow	8.393	10.339
(145)	86	(3)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(60)	463
(1.461)	753	(378)	Variazioni debiti finanziari a breve e lungo	(3.039)	(1.521)
(17)	(3.422)	(253)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(4.031)
35	(109)	17	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	75	(124)
1.197	565	1.981	Flusso di cassa netto del periodo	1.523	5.126

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 46 e 47.

Variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006		Primi nove mesi 2005	Primi nove mesi 2006
2.785	3.257	2.598	Free cash flow	8.393	10.339
			Debiti e crediti finanziari società acquisite		
	1		Debiti e crediti finanziari società disinvestite	21	1
289	61	199	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(479)	316
(17)	(3.422)	(253)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(4.031)
3.057	(103)	2.544	Variazione dell'indebitamento finanziario netto	4.089	6.625

ROACE (*Return On Average Capital Employed*)

Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai periodi di dodici mesi chiusi il:	30.09.2005	31.12.2005	30.09.2006
Utile netto a valori correnti	8.630	8.488	10.021
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	46	60	25
Utile netto a valori correnti <i>unlevered</i>	8.676	8.548	10.046
Capitale investito netto			
A inizio periodo	45.879	45.983	46.438
A fine periodo ⁽¹⁾	45.784	48.933	45.909
Capitale investito netto medio	45.832	47.458	46.174
ROACE (%)	18,9	18,0	21,8

(1) Capitale investito netto a valori correnti (con l'esclusione dell'utile da magazzino dopo le tasse, pari a 654 milioni di euro, 759 milioni di euro e 311 milioni di euro rispettivamente per i dodici mesi chiusi il 30 settembre 2005, il 31 dicembre 2005 e il 30 settembre 2006).

Investimenti tecnici

Exploration & Production

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
100	4	10	(90,0)	Acquisto di riserve proved e unproved	267	13	(95,1)
		10	..	Africa Settentrionale		10	..
52			..	Africa Occidentale	52		..
48	4		..	Resto del mondo	215	3	..
149	205	263	76,5	Esplorazione	335	642	91,6
9	34	33	..	Italia	20	90	..
39	59	72	84,6	Africa Settentrionale	68	179	..
10	47	11	10,0	Africa Occidentale	30	105	..
12	28	56	..	Mare del Nord	65	99	52,3
79	37	91	15,2	Resto del mondo	152	169	11,2
972	934	862	(11,3)	Sviluppo	2.815	2.573	(8,6)
108	89	96	(11,1)	Italia	270	270	..
262	163	189	(27,9)	Africa Settentrionale	732	492	(32,8)
179	235	197	10,1	Africa Occidentale	635	570	(10,2)
110	93	98	(10,9)	Mare del Nord	298	285	(4,4)
313	354	282	(9,9)	Resto del mondo	880	956	8,6
7	10	17	..	Altro	31	38	..
1.228	1.153	1.152	(6,2)		3.448	3.266	(5,3)

Gas & Power

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
211	208	269	27,5	Italia	700	617	(11,9)
9	51	42	..	Estero	41	104	..
220	259	311	41,4		741	721	(2,7)
9	6	28	..	Mercato	21	41	95,2
				Italia	2		..
9	6	28	..	Estero	19	41	..
43	40	37	(14,0)	Distribuzione	102	104	2,0
122	161	185	51,6	Trasporto	448	437	(2,5)
122	116	171	40,2	Italia	426	374	(12,2)
	45	14	..	Estero	22	63	..
46	52	61	32,6	Generazione elettrica	170	139	(18,2)
220	259	311	41,4		741	721	(2,7)

Refining & Marketing

(milioni di euro)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
108	118	109	0,9	Italia	302	306	1,3
15	19	32	..	Estero	37	67	81,1
123	137	141	14,6		339	373	10,0
79	95	75	(5,1)	Raffinazione, supply e logistica	195	237	21,5
79	95	75	(5,1)	Italia	195	237	21,5
44	42	66	50,0	Marketing	111	133	19,8
29	23	34	17,2	Italia	74	66	(10,8)
15	19	32	..	Estero	37	67	81,1
				Altre attività	33	3	(90,9)
123	137	141	14,6		339	373	10,0

Exploration & Production

Produzione giornaliera di idrocarburi per area geografica

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
1.715	1.748	1.709	(0,3)	Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.714	1.761	2,7
256	237	235	(8,2)	Italia	263	239	(9,1)
502	555	554	10,4	Africa Settentrionale	467	550	17,8
347	368	365	5,2	Africa Occidentale	333	372	11,7
265	284	254	(4,2)	Mare del Nord	280	279	(0,4)
345	304	301	(12,8)	Resto del mondo	371	321	(13,5)
152,5	154,1	152,3	(0,1)	Produzione venduta ⁽¹⁾ (milioni di boe)	453,9	465,9	2,6

Produzione giornaliera di petrolio e condensati per area geografica

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
1.106	1.056	1.041	(5,9)	Produzione giornaliera di petrolio e condensati ⁽¹⁾ (migliaia di barili)	1.104	1.080	(2,2)
84	77	77	(8,3)	Italia	87	79	(9,2)
318	327	330	3,8	Africa Settentrionale	306	327	6,9
317	322	315	(0,6)	Africa Occidentale	301	325	8,0
171	178	164	(4,1)	Mare del Nord	180	177	(1,7)
216	152	155	(28,2)	Resto del mondo	230	172	(25,2)

Produzione giornaliera di gas naturale per area geografica

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
99	113	109	10,1	Produzione giornaliera di gas naturale ⁽¹⁾ (milioni di metri cubi)	99	111	12,1
28	26	26	(7,1)	Italia	29	26	(10,3)
30	37	36	20,0	Africa Settentrionale	26	36	38,5
5	8	8	60,0	Africa Occidentale	5	8	60,0
15	17	15	..	Mare del Nord	16	17	6,3
21	25	24	14,3	Resto del mondo	23	24	4,3

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

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2005	II trim. 2006	III trim. 2006	Var. % III trim. 06 vs 05		Primi nove mesi		
					2005	2006	Var. %
9,52	9,99	9,39	(1,4)	Italia a terzi ⁽¹⁾	36,80	36,85	0,1
1,14	1,67	1,36	19,3	Grossisti (aziende di vendita)	8,05	8,09	0,5
0,32	0,54	0,31	(3,1)	Gas release	1,39	1,44	3,6
8,06	7,78	7,72	(4,2)	Clienti finali	27,36	27,32	(0,1)
3,11	3,29	2,74	(11,9)	Industriali	9,34	9,83	5,2
4,50	3,63	4,47	(0,7)	Termoelettrici	12,90	12,37	(4,1)
0,45	0,86	0,51	13,3	Residenziali	5,12	5,12	..
1,48	1,61	1,50	1,4	Autoconsumi ⁽¹⁾	4,07	4,58	12,5
4,04	5,91	5,31	31,4	Resto d'Europa ⁽¹⁾	16,40	19,79	20,7
0,39	0,21	0,27	(30,8)	Extra Europa	0,95	0,64	(32,6)
15,43	17,72	16,47	6,7	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	58,22	61,86	6,3
1,23	1,65	1,62	31,7	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	5,03	5,68	12,9
				Italia ⁽¹⁾	0,04	0,01	(75,0)
				Resto d'Europa ⁽¹⁾	4,54	5,05	11,2
				Extra Europa	0,45	0,62	37,8
16,66	19,37	18,09	8,6	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	63,25	67,54	6,8
17,58	20,16	18,91	7,6	Vendite di gas naturale in Europa	66,29	70,41	6,2
16,11	18,89	17,54	8,9	G&P in Europa ^{(1) riepilogo}	61,85	66,28	7,2
1,47	1,27	1,37	(6,8)	Upstream in Europa	4,44	4,13	(7,0)