ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL TERZO TRIMESTRE E DEI NOVE MESI DEL 2008

- **Utile netto *adjusted*: €2,89 miliardi nel trimestre (+52,7%); €8,26 miliardi nei 9 mesi (+21,6%)**
- **Utile netto: €2,94 miliardi nel trimestre (+37,0%); €9,70 miliardi nei 9 mesi (+38,5%)**
- ***Cash flow*: €5,73 miliardi nel trimestre (+70,3%); €15,68 miliardi nei 9 mesi (+20,2%)**
- **Produzione di idrocarburi: 1,76 milioni di barili/giorno nel trimestre +6,3%; escludendo l'effetto PSA +10% (+3,9% nei 9 mesi; +8% escludendo l'effetto PSA)**
- **Vendite di gas: 20,17 miliardi di metri cubi nel trimestre -0,8% (+5,8% nei 9 mesi)**

Roma, 31 ottobre 2008 – Il Consiglio di Amministrazione ha esaminato ieri sera i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi del 2008[1] (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:
"Ancora un trimestre di risultati eccellenti grazie alla forte crescita della produzione di idrocarburi ed alla buona performance operativa di tutte le divisioni. Sono particolarmente soddisfatto della generazione di cassa a livelli record che ci consente il finanziamento della crescita e una remunerazione degli azionisti fra le più elevate del settore pur preservando la solidità patrimoniale dell'azienda."

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07	RISULTATI ECONOMICI (€ milioni)	Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
4.379	5.723	6.276	43,3	Utile operativo	13.702	18.177	32,7
4.245	5.605	6.201	46,1	Utile operativo *adjusted* [a]	13.694	17.715	29,4
2.146	**3.437**	**2.941**	**37,0**	**Utile netto** [b]	**7.001**	**9.699**	**38,5**
0,59	0,94	0,81	37,3	- per azione (€) [c]	1,92	2,66	38,5
1,62	2,94	2,44	50,6	- per ADR ($) [c][d]	5,16	8,10	57,0
1.892	**2.318**	**2.890**	**52,7**	**Utile netto *adjusted*** [a][b]	**6.792**	**8.258**	**21,6**
0,52	0,64	0,79	51,9	- per azione (€) [c]	1,85	2,27	22,7
1,43	2,00	2,38	66,4	- per ADR ($) [c][d]	4,97	6,91	39,0

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 25.
(b) Utile di competenza Eni.
(c) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(d) Un ADR rappresenta due azioni.

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

Highlight finanziari

Terzo trimestre 2008

- L'utile operativo *adjusted* di €6,2 miliardi è aumentato del 46,1% rispetto al terzo trimestre 2007 per effetto dell'incremento della *performance* operativa del settore Exploration & Production dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari e alla crescita della produzione. In ripresa il settore Refining & Marketing.
- L'utile netto *adjusted* di €2,89 miliardi è aumentato del 52,7% per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa.
- Gli investimenti tecnici di €3,11 miliardi sono aumentati del 16,2% rispetto al terzo trimestre 2007 ed hanno riguardato principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'*upgrading* delle infrastrutture di trasporto del gas e della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem.
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €5,73 miliardi ha consentito di coprire in buona parte i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3,11 miliardi, alle altre variazioni relative all'attività di investimento (€0,6 miliardi), al pagamento dell'acconto dividendo 2008 (€2,36 miliardi) e all'acquisto di azioni proprie di €369 milioni (18,1 milioni di azioni). L'indebitamento finanziario netto[(2)] al 30 settembre 2008 ammonta a €17,82 miliardi con un aumento di €1,26 miliardi rispetto al 30 giugno 2008 sul quale hanno inciso differenze negative di cambio di circa €0,5 miliardi.

Nove mesi 2008

- L'utile operativo *adjusted* di €17,72 miliardi è aumentato del 29,4% rispetto ai nove mesi 2007 per effetto dell'incremento della *performance* operativa dei settori Exploration & Production e, in misura minore, Ingegneria & Costruzioni, parzialmente compensato dalla riduzione dell'utile operativo nei *business downstream*, in particolare nel settore Petrolchimica.
- L'utile netto *adjusted* di €8,26 miliardi è aumentato del 21,6% per effetto del miglioramento della *performance* operativa parzialmente assorbito dal maggiore *tax rate adjusted* (da 49,1% a 52,4%).
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €15,68 miliardi e gli incassi da dismissione di €529 milioni hanno consentito di coprire in buona parte i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €9,87 miliardi, al pagamento dei dividendi Eni (€4,91 miliardi, di cui €2,36 miliardi per l'acconto dividendo 2008), al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1,7 miliardi), nonché all'acquisto di azioni proprie di €757 milioni (34,7 milioni di azioni). Al 30 settembre 2008 l'indebitamento finanziario netto di €17,82 miliardi aumenta di €1,5 miliardi rispetto a fine 2007.
- Il *ROACE*[(3)] calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2008 è del 20,0% (19,5% per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2007).
- Il *leverage*[(3)] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – è pari a 0,37, sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2007 (0,38).

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto e sulle riserve di liquidità sono fornite a pag. 35.
(3) Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* v. pag. 35 e pag. 38, rispettivamente.

Highlight operativi e di scenario

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
1.659	**1.772**	**1.764**	**6,3**	**Produzione giornaliera di idrocarburi**	(migliaia di boe)	**1.710**	**1.777**	**3,9**
975	998	1.015	4,1	- Petrolio	(migliaia di barili)	1.010	1.008	(0,2)
111	126	122	9,9	- Gas naturale	(milioni di metri cubi)	114	125	9,6
20,34	**22,16**	**20,17**	**(0,8)**	**Vendite gas mondo**	(miliardi di metri cubi)	**69,21**	**73,24**	**5,8**
1,27	*1,48*	*1,37*	*7,9*	*- di cui: vendite E&P*		*3,51*	*4,69*	*33,6*
8,67	**7,21**	**7,62**	**(12,1)**	**Vendite di energia elettrica**	(terawattora)	**24,91**	**22,99**	**(7,7)**
3,30	**3,21**	**3,34**	**1,2**	**Vendite di prodotti petroliferi rete Europa**	(milioni di tonnellate)	**9,37**	**9,61**	**2,6**

Terzo trimestre 2008

- Produzione di idrocarburi: 1,764 milioni di boe/giorno, in aumento del 6,3% rispetto al terzo trimestre 2007 per effetto essenzialmente del contributo degli *asset* Burren acquisiti nel 2008 in Congo e Turkmenistan (+24 mila boe/giorno), dell'avvio/crescita dei giacimenti in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela, nonché della circostanza che lo stesso periodo del 2007 risentiva dell'incidente occorso alla *pipeline* Cats nel Regno Unito. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a causa degli uragani (-25 mila boe/giorno) e dal declino di giacimenti maturi in Norvegia e in Italia. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di 60 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 10%.
- Vendite di gas mondo: 20,17 miliardi di metri cubi, in leggero calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-0,8%) per effetto della riduzione delle vendite in Italia, parzialmente compensata dall'incremento delle vendite internazionali (+3,6%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei.
- Prezzi medi di realizzo del petrolio e del gas in aumento mediamente del 47,1% trainati dall'incremento del prezzo di riferimento del Brent (+53,3% rispetto al terzo trimestre 2007).
- I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dallo scenario positivo dovuto all'andamento favorevole sia del cambio sia dei parametri energetici.
- I margini di raffinazione realizzati hanno beneficiato dell'allargamento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo che ha premiato il sistema di lavorazione Eni caratterizzato da elevata capacità di conversione, nonché del miglioramento dei prezzi relativi di alcuni prodotti.

Nove mesi 2008

- Produzione di idrocarburi: 1,777 milioni di boe/giorno, in aumento del 3,9% rispetto ai primi nove mesi del 2007, per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+73 mila boe/giorno) e dell'avvio dei giacimenti in Angola, Egitto, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dal declino produttivo di giacimenti maturi, dall'impatto complessivo di fermate e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord, nonché dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a causa degli uragani. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 70 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8%.
- Vendite di gas mondo: 73,24 miliardi di metri cubi, in aumento del 5,8% per effetto dell'incremento delle vendite internazionali (+15,1%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei, nonché delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre, parzialmente compensate dalla riduzione delle vendite in Italia.
- Prezzi medi di realizzo del petrolio e del gas in aumento mediamente del 50,6% trainati dall'incremento del prezzo di riferimento del Brent (+65,4% rispetto ai nove mesi 2007).
- Componente scenario sui margini di vendita del gas naturale in leggera flessione per l'andamento sfavorevole del primo semestre parzialmente recuperato nel terzo trimestre.
- I margini di raffinazione realizzati sono in flessione rispetto ai primi nove mesi del 2007 per effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, parzialmente compensato dal positivo andamento dello scenario dei prezzi internazionali.

Iniziative di portafoglio del trimestre ed eventi successivi

- Il 30 ottobre 2008 con l'autorizzazione della Commissione Europea è stata perfezionata l'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243% nella società Distrigaz SA al prezzo di €2,74 miliardi. Eni lancerà un'OPA sulle azioni di minoranza di Distrigaz una volta ottenuto il via libera dalle Autorità di borsa belghe. Nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* Eni, sono stati inoltre stipulati con Suez gli accordi relativi alla cessione da parte Eni di alcuni *asset* che comprendono la rete di distribuzione gas di Roma nonché partecipazioni minoritarie in titoli esplorativi e in produzione *upstream*. La negoziazione include inoltre contratti a lungo termine per fornitura di energia elettrica, gas e GNL.
- Firmato un accordo per l'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'acquisizione attribuisce alla società un valore di circa CAN$923 milioni. L'avvio della produzione nei giacimenti Calgary è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30.000 boe/giorno (quota Eni) entro il 2012. Il *closing* dell'operazione è atteso entro fine 2008.
- Il 1° ottobre 2008 è stato perfezionato il contratto di vendita dell'intero capitale sociale della controllata Eni Agip España a Galp Energia SGPS SA in forza dell'esercizio nell'ottobre 2007dell'opzione di acquisto prevista dai patti parasociali. L'*asset* ceduto comprende 371 stazioni di servizio nella Penisola Iberica oltre ad attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato extrarete.
- In esito alla partecipazione a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata 5 licenze esplorative nella regione del Keathley Canyon, nel Golfo del Messico. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità locali.
- Firmato un *Partnership Agreement* con lo Stato di Papua Nuova Guinea per l'avvio di un programma esplorativo e di identificazione di opportunità di sviluppo di progetti oil & gas nel Paese.
- Firmato un accordo strategico con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA per l'esplorazione e lo sviluppo di due aree *offshore* con risorse gas che saranno eventualmente valorizzate attraverso un progetto GNL.
- Avviata la produzione dei giacimenti Saxi e Batuque che fa seguito a quella di Mondo nel primo trimestre, nell'ambito della fase C di sviluppo delle riserve dell'area Kizomba nelle acque profonde dell'Angola. La produzione dei giacimenti Saxi e Batuque è prevista a regime in 100 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni).
- Firmato un *Memorandum of Understanding* con la società Sonangol per la definizione di un modello integrato di cooperazione e sviluppo industriale in Angola. I principali termini dell'accordo riguardano lo sviluppo di attività petrolifere *onshore* e la realizzazione di infrastrutture energetiche nel Paese attraverso la valorizzazione del gas associato, nonché la collaborazione nella produzione di bio-carburanti.
- Conseguiti successi esplorativi in:
  (i) Italia con la nuova scoperta a gas Argo 2 (Eni 60%) nell'*offshore* siciliano con una produzione in fase di test di 170 mila metri cubi/giorno;
  (ii) Angola con la scoperta a olio Ngoma-1 nel Blocco 15/06 (Eni 35% operatore).

Evoluzione prevedibile della gestione

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

- **produzione di idrocarburi**: prevista in crescita di circa il 3% rispetto al 2007 (1,736 milioni di boe/giorno nel 2007), assumendo un prezzo del Brent di 100 dollari/barile su base annua. Il contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 in Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan, nonché gli avvii di giacimenti in Angola, Egitto, Venezuela, Congo, Pakistan e Stati Uniti, sosterranno la crescita a fronte del declino delle produzioni mature e dell'impatto dei minori *entitlement* nei contratti di *production sharing* (PSA);
- **volumi venduti di gas nel mondo**: in aumento di circa il 4% rispetto al 2007 (98,96 miliardi di metri cubi nel 2007). L'incremento, che non considera l'acquisizione di Distrigaz, sarà sostenuto dalla crescita attesa nelle vendite internazionali, in particolare nei mercati *target* del resto d'Europa di Francia, Penisola Iberica e Turchia e nel *business* GNL, dal favorevole effetto climatico registrato nel primo trimestre, nonché dal pieno contributo delle operazioni gas nel Golfo del Messico;
- **lavorazioni in conto proprio**: sostanzialmente invariate rispetto al 2007 (37,15 milioni di tonnellate nel 2007) per effetto delle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska a seguito dell'incremento della quota di partecipazione avvenuta nel 2007, assorbite dalla flessione attesa in Italia, in particolare sulle raffinerie di Taranto, Venezia, Milazzo e Livorno a causa di maggiori fermate per manutenzioni ed eventi accidentali; in aumento le lavorazioni su Sannazzaro e su Gela;
- **vendite di prodotti petroliferi rete**: in crescita di circa l'1% rispetto al 2007 (11,8 milioni di tonnellate nel 2007 escluse le vendite in Penisola Iberica) per effetto del pieno contributo delle acquisizioni effettuate nel 2007 in Europa Centro Orientale e dell'aumento della quota di mercato in Italia.

Nel 2008 sono attesi investimenti tecnici di circa €14,4 miliardi, in crescita del 36% rispetto al 2007 (€10,59 miliardi nel 2007). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale.
Assumendo un prezzo del Brent di 100 dollari/barile su base annua, e tenuto conto degli esborsi programmati per gli investimenti, compreso il perfezionamento dell'acquisizione di Distrigaz e di First Calgary, della remunerazione del capitale proprio, nonché dei disinvestimenti, Eni prevede a fine 2008 un *leverage* in leggera diminuzione rispetto a fine 2007 (0,38). Inoltre i flussi di cassa attesi dalla gestione e gli incassi dalle dismissioni sono adeguati agli impegni finanziari relativi in particolare agli investimenti tecnici, alla remunerazione degli azionisti e ai rimborsi contrattuali di debito finanziario.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi del 2008, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio sulla gestione previsto dall'art. 154-*ter* del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard* (*IFRS*), emanati dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.
I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile del terzo trimestre sono invariati rispetto a quelli adottati per la redazione del Bilancio consolidato 2007, per la cui descrizione si fa rinvio. Le modifiche apportate allo *IAS* 39 e all'*IFRS* 7 (omologate dalla Commissione Europea con il Regolamento (CE) n. 1004/2008 del 15 ottobre 2008) che autorizzano, in rare circostanze, la riclassifica di determinati strumenti finanziari dalla categoria «posseduti per negoziazione» modificandone il criterio di valutazione, non hanno prodotto effetti.
Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre e ai nove mesi 2008 e al terzo trimestre e ai nove mesi 2007. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2008, al 30 giugno 2008 e al 31 dicembre 2007. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale. Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alessandro Bernini, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154 bis del TUF che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Disclaimer
Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.
In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto dei nove mesi non possono essere estrapolati su base annuale.

Contatti societari
Casella e-mail: segreteriasocietaria.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 relativo ai risultati consolidati al 30 settembre 2008 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito Internet Eni all'indirizzo ***www.eni.it.***

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2008

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
20.190	**27.109**	**28.161**	**39,5**	**Ricavi della gestione caratteristica**	**61.878**	**83.583**	**35,1**
4.379	**5.723**	**6.276**	**43,3**	**Utile operativo**	**13.702**	**18.177**	**32,7**
(238)	(756)	(334)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(1.412)	
104	638	259		Esclusione *special item*:	337	950	
				di cui:			
		(21)		*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*56*	*(21)*	
104	*638*	*280*		*- altri special item*	*281*	*971*	
4.245	**5.605**	**6.201**	**46,1**	**Utile operativo *adjusted***	**13.694**	**17.715**	**29,4**
2.146	**3.437**	**2.941**	**37,0**	**Utile netto di competenza Eni**	**7.001**	**9.699**	**38,5**
(165)	(542)	(187)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(275)	(970)	
(89)	(577)	136		Esclusione *special item*:	66	(471)	
				di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	*81*		
(89)	*(577)*	*136*		*- altri special item*	*(15)*	*(471)*	
1.892	**2.318**	**2.890**	**52,7**	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**6.792**	**8.258**	**21,6**
154	195	148	(3,9)	Utile netto *adjusted* di terzi azionisti	465	515	10,8
2.046	**2.513**	**3.038**	**48,5**	**Utile netto *adjusted***	**7.257**	**8.773**	**20,9**
				Dettaglio per settore di attività			
1.372	2.047	2.455	78,9	Exploration & Production	4.428	6.596	49,0
465	377	458	(1,5)	Gas & Power	2.042	2.037	(0,2)
95	106	147	54,7	Refining & Marketing	345	319	(7,5)
18	(102)	(49)	..	Petrolchimica	148	(217)	..
174	203	203	16,7	Ingegneria & Costruzioni	478	571	19,5
(43)	(68)	(48)	(11,6)	Altre attività	(163)	(162)	0,6
(70)	26	(161)	..	Corporate e società finanziarie	(41)	(258)	..
35	(76)	33		Effetto eliminazione utili interni [a]	20	(113)	
				Utile netto di competenza Eni			
0,59	0,94	0,81	37,3	per azione (€)	1,92	2,66	38,5
1,62	2,94	2,44	50,6	per ADR ($)	5,16	8,10	57,0
				Utile netto *adjusted* di competenza Eni			
0,52	0,64	0,79	51,9	per azione (€)	1,85	2,27	22,7
1,43	2,00	2,38	66,4	per ADR ($)	4,97	6,91	39,0
3.667,6	**3.645,1**	**3.635,7**	**(0,9)**	**Numero medio ponderato delle azioni in circolazione** [b]	**3.672,7**	**3.644,3**	**(0,8)**
3.366	**5.191**	**5.733**	**70,3**	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**13.049**	**15.683**	**20,2**
2.679	**3.641**	**3.112**	**16,2**	**Investimenti tecnici**	**6.936**	**9.871**	**42,3**

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

Principali indicatori di mercato

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
74,87	121,38	**114,78**	53,3	Prezzo medio del greggio Brent *dated* [a]	67,13	**111,02**	65,4
1,375	1,562	**1,504**	9,4	Cambio medio EUR/USD [b]	1,344	**1,522**	13,2
54,45	77,71	**76,32**	40,2	Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*	49,95	**72,94**	46,0
4,04	8,04	**6,37**	57,7	Margini europei medi di raffinazione [c]	4,67	**6,07**	30,0
2,94	5,15	**4,24**	44,2	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,47	**3,99**	15,0
4,5	4,9	**5,0**	11,1	Euribor - a tre mesi (%)	4,1	**4,8**	17,1
5,8	2,8	**2,9**	(50,0)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	5,5	**3,0**	(45,5)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Terzo trimestre 2008

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del terzo trimestre 2008 di €2.941 milioni è aumentato di €795 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (+37,0%) per effetto dell'incremento di €1.897 milioni dell'utile operativo (+43,3%) registrato essenzialmente nel settore Exploration & Production. L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito (€973 milioni), registrate in particolare dalle imprese estere del settore Exploration & Production per l'aumento dell'utile ante imposte.

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** di €2.890 milioni è aumentato di €998 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (+52,7%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €187 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €136 milioni, con un effetto complessivo di -€51 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente allo stanziamento del contributo di €200 milioni destinato al fondo di solidarietà previsto dal Decreto Legge 112/2008 in favore dei cittadini meno abbienti utilizzatori di gas naturale per uso domestico che ne beneficeranno per la riduzione del costo della bolletta gas. Inoltre sono state rilevate svalutazioni di *asset* esplorativi ed oneri ambientali e per incentivazioni all'esodo. I principali proventi esclusi dall'utile netto *adjusted* riguardano: (i) l'effetto netto registrato nel trimestre tra utilizzo delle imposte differite stanziate e imposta sostitutiva con l'aliquota del 16% sulla differenza tra il valore di libro determinato in base al costo medio ponderato e il valore fiscale delle rimanenze a fine periodo delle imprese italiane (v. commento sui nove mesi); (ii) il parziale utilizzo di un onere stanziato in precedenza in relazione all'evoluzione di un contenzioso innanzi alle Autorità *antitrust* europee.

Risultati per settore

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

- **Exploration & Production** (+€1.083 milioni; +78,9%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+€1.976 milioni, pari al 59,7%) dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +40,6%; gas +78,0%) e alla maggiore produzione venduta (+7,1 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del 9,4% dell'euro rispetto al dollaro, nonché dall'incremento degli ammortamenti;
- **Refining & Marketing (+**€52 milioni; +54,7%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€66 milioni; +55,5%). Il miglioramento della *performance* operativa ha riguardato sia l'attività di raffinazione per effetto del miglioramento dello scenario prezzi, sia l'attività commerciale in Italia che beneficia di un incremento della quota di mercato nel segmento rete;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€29 milioni; +16,7%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€65 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nel settore **Petrolchimica** (-€67 milioni; da un utile di €18 milioni ad una perdita di €49 milioni) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€89 milioni) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita.

Nove mesi 2008

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** dei nove mesi 2008 di €9.699 milioni è aumentato di €2.698 milioni rispetto ai nove mesi 2007 (+38,5%) per effetto essenzialmente dell'incremento di €4.475 milioni dell'utile operativo (+32,7%), registrato in particolare dal settore Exploration & Production. L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dall'aumento delle imposte sul reddito (€1.782 milioni), in particolare delle imposte correnti delle imprese estere del settore Exploration & Production.

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

- il rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo

il metodo LIFO. Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia[4] la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di €462 milioni;
- l'impatto del citato Decreto Legge 112/2008 su altre attività per imposte anticipate delle imprese italiane (€94 milioni);
- le disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008 che hanno rimosso i limiti al riconoscimento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (€290 milioni);
- la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha determinato una rivalutazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato (€173 milioni).

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** di €8.258 milioni è aumentato di €1.466 milioni rispetto ai nove mesi 2007 (+21,6%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €970 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €471 milioni, con un effetto complessivo di -€1.441 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente: (i) ai proventi derivanti dall'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane e libiche per effetto dei fenomeni descritti nel precedente paragrafo; (ii) a svalutazioni riguardanti in particolare *asset* esplorativi, raffinerie e impianti petrolchimici; (iii) a plusvalenze sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni; (iv) allo stanziamento del citato contributo al fondo di solidarietà previsto dal Decreto Legge 112/2008.

Risultati per settore

L'incremento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dall'incremento dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:
- **Exploration & Production** (+€2.168 milioni; +49,0%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+€4.730 milioni, pari al 47,7%) dovuto principalmente all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +53,7%; gas +52,8%) e alla maggiore produzione venduta (+17,9 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del 13,2% dell'euro rispetto al dollaro, nonché dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (circa €300 milioni a cambi costanti);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€93 milioni; +19,5%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€153 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nei settori:
- **Petrolchimica** (-€365 milioni; da un utile di €148 milioni ad una perdita di €217 milioni) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€503 milioni) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* per effetto dell'incremento del costo della carica petrolifera;
- **Refining & Marketing** (-€26 milioni; -7,5%) per effetto della riduzione della *performance* operativa (-€59 milioni) dell'attività di raffinazione.

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

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31 Dic. 2007	30 Giu. 2008	30 Sett. 2008	Var. ass. vs 31 Dic. 2007	Var. ass. vs 30 Giu. 2008
Capitale immobilizzato	62.849	65.391	69.853	7.004	4.462
Capitale di esercizio netto	(3.006)	(4.608)	(3.658)	(652)	950
Fondi per benefici ai dipendenti	(935)	(915)	(966)	(31)	(51)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	286	586	505	219	(81)
Capitale investito netto	**59.194**	**60.454**	**65.734**	**6.540**	**5.280**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	42.867	43.889	47.911	5.044	4.022
Indebitamento finanziario netto	16.327	16.565	17.823	1.496	1.258
Coperture	**59.194**	**60.454**	**65.734**	**6.540**	**5.280**

Il deprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2007 (cambio EUR/USD 1,430 al 30 settembre 2008, contro 1,472 al 31 dicembre 2007, -2,9%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2008, un aumento del capitale investito netto di circa €950 milioni, del patrimonio netto di circa €910 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €40 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€69.853 milioni) aumenta di €7.004 milioni rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto degli investimenti tecnici (€9.871 milioni), del consolidamento degli *asset* Burren acquisiti (€2.444 milioni) e dell'effetto cambio da conversione parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni di periodo (€6.301 milioni).

Il **capitale di esercizio netto**[5] (-€3.658 milioni) è diminuito di €652 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dei debiti tributari, relativo allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e alle diverse modalità di pagamento delle accise sui prodotti petroliferi in corso d'anno rispetto a dicembre 2007, parzialmente compensato dalla riduzione delle passività nette per imposte differite relative alle imprese italiane e alle attività in Libia.

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (€47.911 milioni) aumenta di €5.044 milioni per effetto essenzialmente dell'utile netto di periodo (€10.316 milioni) e dell'effetto cambio da conversione, i cui effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal pagamento dei dividendi (€5.134 milioni, di cui €4.910 milioni da parte di Eni SpA); (ii) dalla variazione negativa del *fair value* dei contratti di copertura iscritta a riserva da *cash flow hedge* al netto delle operazioni liquidate nel periodo (€277 milioni, al netto del relativo effetto fiscale di €187 milioni); (iii) dalla diminuzione connessa all'acquisto di azioni proprie (€757 milioni).

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2008 di €17.823 milioni è aumentato di €1.496 milioni rispetto al 31 dicembre 2007.
Rispetto al 30 giugno 2008, l'indebitamento finanziario netto aumenta di €1.258 milioni per effetto principalmente del pagamento dell'acconto dividendo 2008, degli investimenti tecnici di periodo, comprese le altre variazioni relative all'attività di investimento, dell'acquisto di azioni proprie, nonché delle differenze negative di cambio da conversione; tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dal flusso di cassa del trimestre.

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

(5) Maggiori dettagli sulle variazioni del capitale di esercizio netto sono forniti nel commento allo Stato patrimoniale riclassificato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
3.366	**5.191**	**5.733**	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**13.049**	**15.683**
(2.679)	(3.641)	(3.112)	Investimenti tecnici	(6.936)	(9.871)
(3.776)	(165)	(127)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda [(a)]	(8.711)	(2.076)
		(600)	Altre variazioni relative all'attività di investimento		
452	145	56	Dismissioni [(a)]	604	529
(147)	(2.746)	(2.728)	Dividendi agli azionisti Eni e acquisto di azioni proprie	(2.870)	(5.667)
(11)	(221)	(41)	Dividendi agli azionisti e acquisto di azioni proprie altre società consolidate	(580)	(282)
487	463	(439)	Differenze cambio e altre variazioni	781	188
(2.308)	**(974)**	**(1.258)**	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(4.663)**	**(1.496)**

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

Il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** dei nove mesi (€15.683 milioni) e gli incassi da dismissioni (€529 milioni) hanno coperto circa il 90% dei fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici di periodo (€9.871 milioni); (ii) al pagamento dei dividendi da parte di Eni SpA (€4.910 milioni, di cui €2.359 milioni relativi al pagamento dell'acconto dividendo 2008), nonché del dividendo 2007 da parte di Snam Rete Gas e Saipem (€212 milioni); (iii) al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1,7 miliardi di esborso nel 2008 al netto delle disponibilità acquisite di €0,1 miliardi): l'esborso complessivo dell'operazione, considerando l'acquisto di azioni Burren Energy effettuato nel dicembre 2007, ammonta a €2,36 miliardi; (iv) ad altri investimenti in entità non consolidate relative in particolare al finanziamento del progetto Angola GNL (€0,2 miliardi); (v) all'acquisto di azioni proprie (€757 milioni).

Acquisto di azioni proprie

Nel periodo 1° gennaio - 30 settembre 2008 sono state acquistate 34,7 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di €757 milioni (in media €21,783 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 397,3 milioni di azioni, pari al 9,9% del capitale sociale, per il corrispettivo di €6.950 milioni (in media €17,492 per azione) che rappresenta il 93,92% del *plafond* autorizzato dall'Assemblea degli Azionisti.

Maggiori informazioni sulle voci dello stato patrimoniale e del rendiconto finanziario sono fornite a pag. 34 e seguenti.

Altre informazioni

Contenzioso Pieve Vergonte

Nella relazione semestrale al 30 giugno 2008 è stata data notizia del deposito avvenuto in data 3 luglio 2008 della sentenza, provvisoriamente esecutiva, con la quale il Tribunale Civile di Torino ha condannato la controllata Syndial SpA (già Enichem SpA) al risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito al sito industriale di Pieve Vergonte da parte di Enichem nel periodo 1990-1996 quantificando tale risarcimento in euro 1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del 3 luglio. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto ed in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto che la stessa sentenza non fornisce elementi per quantificare la passività cui sarebbe esposta la Syndial nel caso di esito negativo. In assenza di sviluppi nel contenzioso in oggetto successivi al deposito della predetta sentenza, sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto.

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

Alla data del 30 settembre 2008 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alla società controllata Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, che si aggiunge alle quattro controllate Eni – Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc e NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd – già segnalate nella relazione finanziaria semestrale (v. pag. 68).
Sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2008.

Exploration & Production

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07	RISULTATI [a]	(€ milioni)	Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
6.411	**9.107**	**8.879**	**38,5**	**Ricavi della gestione caratteristica**		**19.240**	**26.768**	**39,1**
3.309	**4.719**	**5.252**	**58,7**	**Utile operativo**		**9.859**	**14.310**	**45,1**
	274	33		Esclusione *special item*:		65	344	
				di cui:				
				Oneri (proventi) non ricorrenti		(12)		
	274	33		Altri *special item*		77	344	
	274	*33*		*- svalutazioni di asset e altre attività*		*76*	*343*	
	1	*4*		*- oneri per incentivazione all'esodo*		*1*	*6*	
	(1)	*(4)*		*- altro*			*(5)*	
3.309	**4.993**	**5.285**	**59,7**	**Utile operativo *adjusted***		**9.924**	**14.654**	**47,7**
3.280	*4.961*	*5.259*	*60,3*	*Exploration & Production*		*9.705*	*14.511*	*49,5*
29	*32*	*26*	*(10,3)*	*Stoccaggi Gas Italia*		*219*	*143*	*(34,7)*
26	8	11		Proventi (oneri) finanziari netti [b]		22	34	
23	151	207		Proventi (oneri) su partecipazioni [b]		123	470	
(1.986)	(3.105)	(3.048)		Imposte sul reddito [b]		(5.641)	(8.562)	
59,1	*60,3*	*55,4*		*Tax rate (%)*		*56,0*	*56,5*	
1.372	**2.047**	**2.455**	**78,9**	**Utile netto *adjusted***		**4.428**	**6.596**	**49,0**
				I risultati includono:				
1.377	1.721	1.508	9,5	ammortamenti e svalutazioni di *asset*		3.924	4.767	21,5
				di cui:				
504	492	367	(27,2)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.281	1.423	11,1
389	*371*	*298*	*(23,4)*	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*		*1.004*	*1.104*	*10,0*
115	*121*	*69*	*(40,0)*	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*		*277*	*319*	*15,2*
1.725	**2.340**	**2.051**	**18,9**	**Investimenti tecnici**		**4.562**	**6.513**	**42,8**
				di cui:				
449	*453*	*334*	*(25,6)*	*- ricerca esplorativa [c]*		*1.197*	*1.315*	*9,9*
35	*59*	*50*	*42,9*	*- stoccaggio*		*69*	*148*	*..*
				Produzioni [d] [e]				
975	998	1.015	4,1	Petrolio [f]	(migliaia di barili/giorno)	1.010	1.008	(0,2)
111	126	122	9,9	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	114	125	9,6
1.659	**1.772**	**1.764**	**6,3**	**Idrocarburi**	(migliaia di boe/giorno)	**1.710**	**1.777**	**3,9**
				Prezzi medi di realizzo				
70,95	105,02	99,77	40,6	Petrolio [f]	($/bbl)	63,11	97,03	53,7
181,37	274,88	322,75	78,0	Gas naturale	($/kmc)	182,38	278,62	52,8
54,38	**80,32**	**80,00**	**47,1**	**Idrocarburi**	($/boe)	**50,02**	**75,35**	**50,6**
				Prezzi medi dei principali *marker* di mercato				
74,87	121,38	114,78	53,3	Brent *dated*	($/bbl)	67,13	111,02	65,4
54,45	77,71	76,32	40,2	Brent *dated*	(€/bbl)	49,95	72,94	46,0
75,48	123,98	117,83	56,1	*West Texas Intermediate*	($/bbl)	66,12	113,25	71,3
217,89	401,88	317,48	45,7	*Gas Henry Hub*	($/kmc)	246,15	341,49	38,7

(a) Dall'esercizio 2008 l'utile operativo *adjusted* di settore è dettagliato nelle aree di *business* "Exploraton & Production" e "Stoccaggi Gas Italia": coerentemente sono stati riclassificati i dettagli per aree di *business* dei periodi di confronto.
(b) Escludono gli *special item*.
(c) Include *bonus* esplorativi.
(d) Ulteriori dati sono forniti a pag. 42.
(e) Include la quota Eni della produzione di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.
(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2008** l'utile netto *adjusted* del **settore Exploration & Production** aumenta di €1.083 milioni, pari al 78,9%, per effetto del miglioramento della *performance* operativa (+€1.976 milioni, pari al 59,7%) e dei maggiori proventi su partecipazioni, in particolare relativi ai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG Ltd, parzialmente compensati dalle maggiori imposte sul reddito (€1.062 milioni).

L'utile netto *adjusted* del **settore Exploration & Production** aumenta di €2.168 milioni nei **primi nove mesi del 2008,** pari al 49,0%, per effetto dell'incremento della *performance* operativa (+€4.730 milioni, pari al 47,7%) parzialmente compensato dalle maggiori imposte sul reddito (€2.921 milioni).

Attività Exploration & Production
Nel **terzo trimestre 2008** l'attività Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €5.259 milioni con un aumento di €1.979 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (+60,3%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +40,6%; gas naturale +78,0%) e dell'incremento della produzione venduta (+7,1 milioni di boe). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:
- dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €600 milioni);
- dai maggiori ammortamenti di sviluppo dovuti in particolare al consolidamento degli *asset* Burren acquisiti;
- dall'aumento delle *royalties*.

Nei **primi nove mesi del 2008** l'attività Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €14.511 milioni con un aumento di €4.806 milioni rispetto ai primi nove mesi 2007 (+49,5%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +53,7%; gas naturale +52,8%) e dell'incremento della produzione venduta (+17,9 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €1.900 milioni), dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (circa €300 milioni a cambi costanti), nonché dall'aumento delle *royalties*.

Gli *special item* dell'utile operativo *adjusted* di €344 milioni nei primi nove mesi (€33 milioni nel terzo trimestre) riguardano essenzialmente svalutazioni di *asset*, relative in particolare a titoli minerari *unproved*. Gli *special item* esclusi dalle imposte hanno riguardato essenzialmente il provento derivante dall'adeguamento della fiscalità differita delle attività libiche in relazione alla riforma sull'imposizione degli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha determinato una rivalutazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato.

I **prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi** del trimestre sono aumentati in media del 47,1% (50,6% nei primi nove mesi) trainati dall'aumento delle quotazioni del *marker* Brent. Il prezzo medio di realizzo del petrolio di 99,77 $/barile nel trimestre (97,03 $/barile nei primi nove mesi) è influenzato per 6,68 $/barile (6,02 $/barile nei primi nove mesi) dal regolamento degli strumenti derivati relativi a 11,5 milioni di barili venduti nel trimestre (34,5 milioni di barili nei primi nove mesi) parte di quelli posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (residui 91,2 milioni di boe a fine settembre 2008). Tali strumenti derivati furono attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Senza questo effetto il prezzo medio di realizzo sarebbe stato pari a 106,45 $/barile (103,05 $/barile nei primi nove mesi). Il prezzo medio di realizzo del gas naturale è stato sostenuto dall'andamento favorevole dei parametri energetici su tutto il portafoglio e anche dal miglioramento del *mix* di vendita per effetto delle produzioni di gas acquisite nel Golfo del Messico valorizzate a prezzi spot sul mercato statunitense.

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

II trimestre			III trimestre		Nove mesi	
2008	PETROLIO		2007	2008	2007	2008
94,5	Produzione venduta	(milioni di barili)	86,8	88,1	274,1	270,8
11,5	Produzione coperta da strumenti derivati "*cash flow hedge*"			11,5		34,5
112,03	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/barile)	70,95	106,45	63,11	103,05
(7,01)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati			(6,68)		(6,02)
105,02	Prezzo medio di realizzo		70,95	99,77	63,11	97,03

Attività stoccaggio
Nel **terzo trimestre 2008** l'attività di stoccaggio ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di €26 milioni (€143 milioni nei primi nove mesi) con una riduzione di €3 milioni rispetto al terzo trimestre 2007, pari al 10,3% (-€76 milioni rispetto ai primi nove mesi 2007; pari al 34,7%).

Andamento operativo

Exploration & Production
La **produzione di idrocarburi del terzo trimestre 2008** (1.764 mila boe/giorno) è aumentata di 105 mila boe/giorno rispetto al terzo trimestre 2007 (+6,3%) per effetto del contributo degli *asset* Burren acquisiti nel 2008 in Congo e Turkmenistan (+24 mila boe/giorno), dell'avvio/crescita dei giacimenti in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela, nonché della circostanza che lo stesso periodo del 2007 risentiva dell'incidente occorso alla *pipeline* Cats nel Regno Unito. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a causa degli uragani (-25 mila boe/giorno) e dal declino di giacimenti maturi in Norvegia e in Italia. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di 60 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 10%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel terzo trimestre 2007).

La produzione di petrolio (1.015 mila barili/giorno) è aumentata di 40 mila barili/giorno, pari al 4,1%. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Congo e Turkmenistan, per il contributo degli *asset* Burren; (ii) Venezuela e Angola, per gli avvii di Corocoro (Eni 26%) e Saxi/Batuque (Eni 20%), rispettivamente. Le principali riduzioni hanno riguardato il Golfo del Messico e il declino dei giacimenti maturi in Norvegia e in Italia.

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,9%, essenzialmente in Pakistan, per la crescita del giacimento Zamzama (Eni 17,75%) e lo *start-up* di Bahdra (Eni 40%, operatore), nonché in Regno Unito e Australia per minori fermate. Le principali riduzioni hanno riguardato l'Italia per il declino di giacimenti maturi.

La **produzione di idrocarburi dei primi nove mesi del 2008** di 1.777 mila boe/giorno è aumentata di 67 mila boe/giorno rispetto ai primi nove mesi del 2007, pari al 3,9%, per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+73 mila boe/giorno), dell'avvio dei giacimenti in Angola, Egitto, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dal declino produttivo di giacimenti maturi, dall'impatto complessivo di fermate e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord nonché dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a causa degli uragani. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 70 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta dell'8%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nei primi nove mesi del 2007).

La produzione di petrolio (1.008 mila barili/giorno) è in linea rispetto ai primi nove mesi del 2007 (-0,2%). La crescita produttiva registrata nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan, per il contributo degli *asset* acquisiti, in Egitto e in Venezuela, per gli avvii, è stata più che compensata dalle riduzioni registrate in Mare del Nord e Italia a causa di fermate e declini produttivi, nonché dall'effetto prezzo negativo nei contratti di PSA e schemi similari.

La produzione di gas naturale (125 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi giorno, pari al 9,6%, essenzialmente nel Golfo del Messico e Pakistan per effetto delle acquisizioni e della crescita organica. Le principali riduzioni sono state registrate in Italia e Regno Unito per il declino dei giacimenti maturi.

Attività stoccaggio
Nel trimestre l'attività ha immesso in giacimento 2,3 miliardi di metri cubi (5,7 miliardi di metri cubi nei nove mesi 2008) in aumento di 1,3 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2007 (+2,5 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2007) a seguito dei maggiori prelievi stagionali nella prima parte del 2008.

Gas & Power

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07	RISULTATI [a] (€ milioni)	Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
5.215	**6.985**	**7.343**	**40,8**	**Ricavi della gestione caratteristica**	**18.937**	**24.235**	**28,0**
590	**632**	**700**	**18,6**	**Utile operativo**	**2.696**	**2.984**	**10,7**
(28)	(61)	(138)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	80	(276)	
19	16	2		Esclusione *special item*	7	21	
				di cui:			
				Oneri (proventi) non ricorrenti	(18)		
19	16	2		Altri *special item*	25	21	
1	*14*			*- oneri ambientali*	*2*	*14*	
		2		*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*2*	
18	*4*	*1*		*- oneri per incentivazione all'esodo*	*23*	*8*	
	(2)	*(1)*		*- altro*		*(3)*	
581	**587**	**564**	**(2,9)**	**Utile operativo *adjusted***	**2.783**	**2.729**	**(1,9)**
215	*137*	*175*	*(18,6)*	*Mercato*	*1.478*	*1.268*	*(14,2)*
260	*317*	*267*	*2,7*	*Business regolati Italia*	*974*	*1.083*	*11,2*
106	*133*	*122*	*15,1*	*Trasporto Internazionale*	*331*	*378*	*14,2*
4	2	2		Proventi (oneri) finanziari netti [b]	8	3	
78	98	99		Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	296	332	
(198)	(310)	(207)		Imposte sul reddito [b]	(1.045)	(1.027)	
29,9	*45,1*	*31,1*		*Tax rate (%)*	*33,9*	*33,5*	
465	**377**	**458**	**(1,5)**	**Utile netto *adjusted***	**2.042**	**2.037**	**(0,2)**
362	**460**	**383**	**5,8**	**Investimenti tecnici**	**888**	**1.254**	**41,2**
				Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)			
17,11	**18,84**	**16,83**	**(1,6)**	**Vendite delle società consolidate**	**59,70**	**62,11**	**4,0**
11,46	11,61	10,97	(4,3)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)	39,93	39,54	(1,0)
5,29	6,96	5,52	4,3	- Resto d'Europa	19,05	21,84	14,6
0,36	0,27	0,34	(5,6)	- Extra Europa	0,72	0,73	1,4
1,96	**1,84**	**1,97**	**0,5**	**Vendite delle società collegate (quota Eni)**	**6,00**	**6,44**	**7,4**
19,07	**20,68**	**18,80**	**(1,4)**	**Totale vendite e autoconsumi G&P**	**65,70**	**68,55**	**4,3**
1,27	1,48	1,37	7,9	E&P in Europa e Golfo del Messico	3,51	4,69	33,6
20,34	**22,16**	**20,17**	**(0,8)**	**Totale vendite mondo**	**69,21**	**73,24**	**5,8**
16,98	**20,10**	**18,02**	**6,1**	**Trasporto di gas naturale in Italia** (miliardi di metri cubi)	**58,87**	**63,38**	**7,7**
10,60	11,95	11,39	7,5	Per conto Eni	37,31	38,65	3,6
6,38	8,15	6,63	3,9	Per conto Terzi	21,56	24,73	14,7
8,67	**7,21**	**7,62**	**(12,1)**	**Vendite di energia elettrica** (terawattora)	**24,91**	**22,99**	**(7,7)**

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

Risultati

Nel **terzo trimestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €564 milioni con una diminuzione di €17 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (-2,9%) attribuibile all'attività mercato.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* ammontano a €2 milioni di oneri.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2008 di €458 milioni è diminuito di €7 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (-1,5%) per effetto della flessione dell'utile operativo, i cui effetti sono stati in parte compensati dai maggiori risultati delle consociate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nei **nove mesi 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.729 milioni con una diminuzione di €54 milioni rispetto ai nove mesi 2007 (-1,9%) per effetto del minore risultato dell'attività mercato, in parte assorbito dalla migliore *performance* dei *business* regolati Italia e del trasporto internazionale.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€21 milioni di oneri) hanno riguardato per €6 milioni l'attività mercato e per €15 milioni i *business* regolati Italia, riferiti in particolare a oneri ambientali e di incentivazione all'esodo.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi 2008 di €2.037 milioni è in linea rispetto ai nove mesi 2007 (-0,2%). La flessione dell'utile operativo (-€54 milioni) è stata parzialmente compensata dai maggiori risultati conseguiti dalle società del mercato valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Mercato

L'**utile operativo *adjusted* del terzo trimestre 2008** di €175 milioni è diminuito di €40 milioni rispetto al terzo trimestre 2007, pari al 18,6%, per effetto essenzialmente:

- delle minori vendite di gas a seguito anche dell'impatto della pressione competitiva su alcuni segmenti di mercato in Italia;
- delle minori vendite di energia elettrica per minore disponibilità da produzione.

Tali effetti sono stati in parte attenuati dall'andamento favorevole del cambio e dei parametri energetici di riferimento.

L'**utile operativo *adjusted* dei nove mesi 2008** di €1.268 milioni è diminuito di €210 milioni rispetto ai nove mesi 2007 (-14,2 %) per effetto essenzialmente:

- del parziale utilizzo a beneficio del conto economico nel primo semestre 2007, a seguito della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, di un fondo precedentemente accantonato a fronte della delibera n. 248/2004 e seguenti, in materia di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai grossisti e ai clienti residenziali;
- dei minori volumi venduti in Italia di gas anche per pressione competitiva e di energia elettrica per minore produzione disponibile, solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite di gas sui mercati internazionali europei e dal favorevole effetto climatico.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
11,46	**11,61**	**10,97**	**(4,3)**	**Italia**	**39,96**	**39,57**	**(1,0)**
1,14	1,24	0,78	(31,6)	- Grossisti	7,35	5,23	(28,8)
0,42	1,02	0,73	73,8	*- Gas release*	1,37	2,85	..
0,91	0,37	0,78	(14,3)	- PSV e borsa	1,59	1,30	(18,2)
2,55	2,56	2,15	(15,7)	- Industriali	9,38	7,95	(15,2)
2,50	*2,46*	*2,06*	*(17,6)*	*Industriali*	*8,83*	*7,27*	*(17,7)*
0,05	*0,10*	*0,09*	*80,0*	*PMI e terziario*	*0,55*	*0,68*	*23,6*
4,32	4,27	4,68	8,3	- Termoelettrici	12,13	13,72	13,1
0,50	0,82	0,43	(14,0)	- Residenziali	3,65	4,15	13,7
1,62	1,33	1,42	(12,3)	- Autoconsumi	4,49	4,37	(2,7)
8,88	**10,55**	**9,20**	**3,6**	**Vendite internazionali**	**29,25**	**33,67**	**15,1**
1,61	3,04	1,54	(4,3)	- Importatori in Italia	7,32	8,38	14,5
5,11	5,41	5,53	8,2	- Mercati europei	16,59	18,70	12,7
1,94	*1,71*	*1,95*	*0,5*	*Penisola Iberica*	*4,86*	*5,58*	*14,8*
1,11	*1,01*	*0,82*	*(26,1)*	*Germania-Austria*	*3,39*	*3,47*	*2,4*
0,15	*0,35*	*0,30*	*100,0*	*Ungheria*	*1,52*	*1,89*	*24,3*
0,68	*0,79*	*0,74*	*8,8*	*Nord Europa*	*2,25*	*2,21*	*(1,8)*
0,87	*1,05*	*1,08*	*24,1*	*Turchia*	*3,33*	*3,72*	*11,7*
0,28	*0,45*	*0,43*	*53,6*	*Francia*	*1,05*	*1,46*	*39,0*
0,08	*0,05*	*0,21*	*..*	*altro*	*0,19*	*0,37*	*94,7*
0,89	0,62	0,76	(14,6)	- Mercati extra europei	1,83	1,90	3,8
1,27	1,48	1,37	7,9	- E&P in Europa e Golfo del Messico	3,51	4,69	33,6
20,34	**22,16**	**20,17**	**(0,8)**	**Totale vendite gas mondo**	**69,21**	**73,24**	**5,8**

Le **vendite di gas naturale del terzo trimestre 2008** sono state di 20,17 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una diminuzione di 0,17 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2007, pari allo 0,8%, dovuta essenzialmente alla flessione delle vendite in Italia in parte compensata dall'aumento delle vendite internazionali, dovuto in particolare alla crescita organica sui mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 10,97 miliardi di metri cubi con una flessione di 0,49 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%, dovuta essenzialmente alle minori vendite ai settori industriale (-0,40 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,36 miliardi di metri cubi) e residenziale (-0,07 miliardi di metri cubi) che hanno risentito della pressione competitiva, del rallentamento economico, nonché dell'entrata a regime del programma di *gas release* concordato con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2007[(6)]. Queste minori forniture sono state in parte compensate dai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+0,36 miliardi di metri cubi) per l'avvio di alcuni impianti.

Le vendite internazionali di 9,20 miliardi di metri cubi sono aumentate di 0,32 miliardi di metri cubi (+3,6%). L'incremento ha riguardato essenzialmente i mercati europei (+0,42 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%), in particolare Turchia (+0,21 miliardi di metri cubi) in relazione all'incremento della domanda e Francia (+0,15 miliardi di metri cubi) in relazione alle azioni di *marketing* attuate, nonché Ungheria (+0,15 miliardi di metri cubi); in flessione le vendite in Germania-Austria (-0,29 miliardi di metri cubi).

Tali incrementi sono stati in parte attenuati dalle minori vendite sui mercati extra-europei (-0,13 miliardi di metri cubi, pari al 14,6%), nonché agli importatori in Italia (-0,07 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%).

Le **vendite di gas naturale dei primi nove mesi 2008** sono state di 73,24 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un aumento di 4,03 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2007 (+5,8%), per effetto essenzialmente dell'incremento delle vendite internazionali (+15,1%) dovuto in particolare alla crescita organica registrata sui mercati europei, nonché dell'effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre, parzialmente compensate dalla riduzione delle vendite in Italia.

Le vendite in Italia di 39,57 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 0,39 miliardi di metri cubi, pari all'1,0%, nonostante l'effetto climatico positivo del primo trimestre. La flessione ha riguardato essenzialmente i settori grossisti (-2,12 miliardi di metri cubi) e industriale (-1,43 miliardi di metri cubi) per effetto della pressione competitiva e dell'entrata a regime del programma di *gas release* (+1,48 miliardi di metri cubi). Queste minori forniture sono state in parte compensate dai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+1,59 miliardi di metri cubi) nonché dalle maggiori vendite al settore residenziale per effetto delle condizioni climatiche più rigide (+0,50 miliardi di metri cubi).

Le vendite internazionali di 33,67 miliardi di metri cubi sono aumentate di 4,42 miliardi di metri cubi (+15,1%). L'incremento ha riguardato essenzialmente:
- i mercati europei (+2,11 miliardi di metri cubi, pari al 12,7%), in particolare Penisola Iberica (+0,72 miliardi di metri cubi), Francia (+0,41 miliardi di metri cubi), Turchia (+0,39 miliardi di metri cubi) e Ungheria (+0,37 miliardi di metri cubi);
- gli importatori in Italia (+1,06 miliardi di metri cubi, pari al 14,5%) per la circostanza che nel 2007 una maggiore parte di questi volumi fu sostituita con vendite dirette in Italia;
- le vendite Exploration & Production (+1,18 miliardi di metri cubi, pari al 33,6%) in particolare per il *ramp-up* delle produzioni nel Golfo del Messico.

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

Le **vendite di energia elettrica del terzo trimestre 2008** di 7,62 TWh sono diminuite del 12,1% rispetto al terzo trimestre 2007 per effetto essenzialmente di minori disponibilità da produzione dovuta a interventi di manutenzione in particolare sull'impianto di Brindisi. La flessione ha riguardato principalmente le vendite in borsa.

Le **vendite di energia elettrica dei nove mesi 2008** di 22,99 TWh sono diminuite del 7,7% rispetto ai nove mesi del 2007 per effetto di minori disponibilità da produzione. La flessione ha riguardato principalmente le vendite in borsa, in parte attenuata dall'incremento delle vendite sul mercato libero.

Business regolati Italia
L'**utile operativo *adjusted* del terzo trimestre 2008** di €267 milioni è aumentato rispetto al terzo trimestre 2007 (+€7 milioni, pari al 2,7%) in particolare nell'attività di Distribuzione.

L'**utile operativo *adjusted* dei nove mesi 2008** di €1.083 milioni è aumentato di €109 milioni rispetto ai nove mesi 2007 (+11,2%) sia nell'attività di Distribuzione (+€82 milioni) sia nell'attività di Trasporto (+€27 milioni) per effetto della crescita dei volumi in relazione all'effetto climatico positivo, del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati e della riduzione dei costi.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia del terzo trimestre 2008** di 18,02 miliardi di metri cubi sono aumentati di 1,04 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2007, pari al 6,1%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi trasportati per la ricostituzione degli stoccaggi.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia dei nove mesi 2008** di 63,38 miliardi di metri cubi sono aumentati di 4,51 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2007, pari al 7,7%.

Altre misure di *performance*

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

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
797	**799**	**781**	**(2,0)**	***EBITDA* proforma *adjusted***	**3.485**	**3.423**	**(1,8)**
417	331	378	(9,4)	Mercato	2.087	1.899	(9,0)
215	275	228	6,0	*Business* regolati Italia	863	980	13,6
165	193	175	6,1	Trasporto internazionale	535	544	1,7

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (55,59% al 30 settembre 2008, quota determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società), interamente consolidata, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad una *utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*.
L'*EBITDA adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

Refining & Marketing

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07	RISULTATI (€ milioni)	Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
9.052	**13.294**	**13.860**	**53,1**	**Ricavi della gestione caratteristica**	**25.932**	**38.134**	**47,1**
282	**615**	**375**	**33,0**	**Utile operativo**	**702**	**1.222**	**74,1**
(219)	(609)	(218)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(406)	(1.034)	
56	144	28		Esclusione *special item*:	128	177	
				di cui:			
		(21)		Oneri (proventi) non ricorrenti	37	(21)	
56	144	49		Altri *special item*	91	198	
42		*22*		*- oneri ambientali*	*74*	*28*	
	149	*1*		*- svalutazioni*	*1*	*150*	
		10		*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*10*	
16	*4*	*4*		*- oneri per incentivazione all'esodo*	*19*	*10*	
(2)	*(9)*	*12*		*- altro*	*(3)*		
119	**150**	**185**	**55,5**	**Utile operativo *adjusted***	**424**	**365**	**(13,9)**
28	2	47		Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]	112	111	
(52)	(46)	(85)		Imposte sul reddito [(a)]	(191)	(157)	
35,4	*30,3*	*36,6*		*Tax rate (%)*	*35,6*	*33,0*	
95	**106**	**147**	**54,7**	**Utile netto *adjusted***	**345**	**319**	**(7,5)**
231	**201**	**193**	**(16,5)**	**Investimenti**	**550**	**543**	**(1,3)**
				Margine di raffinazione			
4,04	8,04	6,37	57,7	Brent ($/bbl)	4,67	6,07	30,0
2,94	5,15	4,24	44,2	Brent (€/bbl)	3,47	3,99	15,0
5,19	11,25	8,50	63,8	Brent/Ural ($/bbl)	6,56	8,60	31,1
				Lavorazioni e vendite (milioni di tonnellate)			
8,28	7,39	7,75	(6,4)	Lavorazioni in conto proprio in Italia	24,38	22,66	(7,1)
1,14	1,31	1,37	20,2	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	3,36	4,11	22,3
9,42	**8,70**	**9,12**	**(3,2)**	**Lavorazioni in conto proprio**	**27,74**	**26,77**	**(3,5)**
6,98	**6,34**	**6,71**	**(3,9)**	**Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute**	**20,74**	**19,40**	**(6,5)**
2,25	2,18	2,28	1,3	Rete Italia	6,43	6,52	1,4
1,05	1,03	1,06	1,0	Rete resto d'Europa	2,94	3,09	5,1
3,30	**3,21**	**3,34**	**1,2**	**Sub totale Rete**	**9,37**	**9,61**	**2,6**
2,85	2,80	2,90	1,8	Extrarete Italia	8,12	8,26	1,7
1,14	1,34	1,28	12,3	Extrarete resto d'Europa	3,21	3,82	19,0
0,14	0,14	0,15	7,1	Extrarete altro estero	0,41	0,43	4,9
4,47	4,47	7,34	64,2	Altre vendite	15,16	16,45	8,5
11,90	**11,96**	**15,01**	**26,1**	**Vendite**	**36,27**	**38,57**	**6,3**
				Vendite per area geografica			
6,65	6,72	7,09	6,6	Italia	20,70	21,40	3,4
2,19	2,37	2,34	6,8	Resto d'Europa	6,15	6,91	12,4
3,06	2,87	5,58	82,4	Altro estero	9,42	10,26	8,9

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €185 milioni con un incremento di €66 milioni rispetto al terzo trimestre 2007 (+55,5%) per effetto essenzialmente dell'andamento positivo dello scenario di raffinazione. I margini di raffinazione Eni hanno beneficiato dell'allargamento del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti che ha valorizzato il sistema di lavorazione Eni caratterizzato da elevata capacità di conversione, nonché del miglioramento dei prezzi relativi di alcuni prodotti. Tali effetti positivi sono stati in parte attenuati dalla flessione dei volumi lavorati dovuta a maggiori manutenzioni programmate ed eventi accidentali.

L'attività commerciale in Italia ha registrato un maggiore utile operativo per effetto essenzialmente del recupero dei margini commerciali e della crescita della quota di mercato nel segmento rete sostenuta dalle azioni di *marketing* effettuate.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2008 pari a €147 milioni aumenta di €52 milioni (+54,7%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa e dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto. Tali fattori sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento delle imposte sul reddito.

Nei **primi nove mesi 2008** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €365 milioni con una diminuzione di €59 milioni rispetto ai primi nove mesi 2007 (-13,9%) dovuta essenzialmente al minore risultato dell'attività di raffinazione per effetto di maggiori fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dei maggiori costi variabili delle *utility* di raffineria. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal progressivo miglioramento nel corso dei nove mesi dei margini di raffinazione per l'andamento dello scenario (+1,4 $/barile per il margine Brent, +30%).
L'attività commerciale in Italia ha registrato un miglioramento della *performance* nell'attività rete dovuto al recupero dei margini commerciali e all'incremento dei volumi venduti, parzialmente compensato dalla diminuzione del risultato del *business* extrarete.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi 2008 pari a €319 milioni diminuisce di €26 milioni (-7,5%) per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa, parzialmente compensata dalle minori imposte sul reddito.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€28 milioni nel trimestre; €177 milioni nei nove mesi) riguardano principalmente svalutazioni di impianti di raffinazione e oneri di natura ambientale.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2008** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 9,12 milioni di tonnellate sono diminuite del 3,2% rispetto al terzo trimestre 2007. In Italia sono state registrate minori lavorazioni (-6,4%) sulle raffinerie di Taranto, Milazzo e Gela per fermate dovute a manutenzioni programmate ed eventi accidentali, in parte compensate dalla buona *performance* dell'impianto di Sannazzaro. L'incremento all'estero (+20,2%) è dovuto alla maggiore capacità di lavorazione disponibile sulla Ceska Rafinerska a seguito dell'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione nel 2007.

Le vendite di prodotti petroliferi di 15,01 milioni di tonnellate sono aumentate di 3,11 milioni di tonnellate rispetto al terzo trimestre 2007, pari al 26,1%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e a *trader* e del positivo andamento delle vendite sui mercati rete ed extrarete in Europa e in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (2,28 milioni di tonnellate) sono aumentate dell'1,3% rispetto al terzo trimestre 2007 (+30 mila tonnellate) per effetto delle iniziative di *marketing* effettuate in particolare per le vendite in modalità "Iperself". Nello stesso periodo i consumi nazionali di carburanti nel segmento rete sono in flessione del 3%.

Le vendite extrarete in Italia (2,90 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 50 mila tonnellate principalmente per l'incremento delle vendite di gasolio e GPL nonché dei consumi sul mercato *bunker*.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,06 milioni di tonnellate) sono aumentate dell'1,0% rispetto al terzo trimestre 2007 (+10 mila tonnellate). L'incremento dei volumi venduti in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia, in relazione al contributo delle acquisizioni perfezionate nel quarto trimestre del 2007 è stato parzialmente assorbito dalle minori vendite in Germania e Francia, per la decisione di non rinnovare alcuni contratti di convenzionamento e la flessione dei consumi.
Le vendite extrarete nel resto d'Europa (1,28 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 140 mila tonnellate essenzialmente in Repubblica Ceca e Svizzera a fronte di una riduzione registrata in Germania e Austria.

Nei **nove mesi 2008** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 26,77 milioni di tonnellate si riducono del 3,5% rispetto ai nove mesi 2007. In Italia minori lavorazioni (-7,1%) sono state registrate in particolare su Taranto, Venezia e Milazzo per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre. L'incremento all'estero è dovuto alla maggiore capacità sulla Ceska Rafinerska a seguito dell'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione nel 2007.

Le vendite di prodotti petroliferi di 38,57 milioni di tonnellate sono aumentate di 2,30 milioni di tonnellate rispetto ai nove mesi 2007, pari al 6,3%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e a *trader*, nonché dell'incremento dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete nel resto d'Europa e in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (6,52 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 90 mila tonnellate, pari all'1,4%, nonostante il calo dei consumi nazionali, per effetto essenzialmente delle iniziative di *marketing* attuate. Nello stesso periodo i consumi nazionali sono diminuiti del 2,5%.

Le vendite extrarete in Italia (8,26 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 140 mila tonnellate per l'incremento sul mercato *bunker* nonché per i maggiori consumi di gasolio registrati in particolare nel terzo trimestre.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,09 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 150 mila tonnellate, pari al 5,1%, essenzialmente in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia per il contributo delle acquisizioni perfezionate nel quarto trimestre del 2007.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,82 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 610 mila tonnellate, pari al 19,0% essenzialmente in Repubblica Ceca e Svizzera a fronte di una riduzione registrata in Austria e Francia.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
20.190	27.109	28.161	39,5	Ricavi della gestione caratteristica	61.878	83.583	35,1
164	236	56	(65,9)	Altri ricavi e proventi	609	462	(24,1)
(14.227)	(19.179)	(20.029)	(40,8)	Costi operativi	(43.731)	(59.567)	(36,2)
		21		*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*(56)*	*21*	
(1.748)	(2.443)	(1.912)	(9,4)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.054)	(6.301)	(24,7)
4.379	**5.723**	**6.276**	**43,3**	**Utile operativo**	**13.702**	**18.177**	**32,7**
(52)	39	(198)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(27)	(259)	..
495	340	347	(29,9)	Proventi netti su partecipazioni	986	1.216	23,3
4.822	**6.102**	**6.425**	**33,2**	**Utile prima delle imposte**	**14.661**	**19.134**	**30,5**
(2.363)	(2.470)	(3.336)	(41,2)	Imposte sul reddito	(7.036)	(8.818)	(25,3)
49,0	*40,5*	*51,9*		*Tax rate (%)*	*48,0*	*46,1*	
2.459	3.632	3.089	25,6	Utile netto	7.625	10.316	35,3
				di cui:			
2.146	**3.437**	**2.941**	**37,0**	**- utile netto di competenza Eni**	**7.001**	**9.699**	**38,5**
313	195	148	(52,7)	- utile netto di terzi azionisti	624	617	(1,1)
2.146	**3.437**	**2.941**	**37,0**	**Utile netto di competenza Eni**	**7.001**	**9.699**	**38,5**
(165)	(542)	(187)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(275)	(970)	
(89)	(577)	136		Esclusione *special item:*	66	(471)	
				di cui:			
		(21)		*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*81*	*(21)*	
(89)	*(577)*	*157*		*- altri special item*	*(15)*	*(450)*	
1.892	**2.318**	**2.890**	**52,7**	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**6.792**	**8.258**	**21,6**

Non-GAAP Measure

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia e del 27,5% per le altre società consolidate a partire dal 1° gennaio 2008 (33% per i periodi pregressi).
L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli *IFRS*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.
Le componenti reddituali sono classificate tra gli ***special item***, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli **oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accreation discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Nove mesi 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**14.310**	**2.984**	**1.222**	**(350)**	**743**	**(193)**	**(363)**	**(176)**	**18.177**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(276)	(1.034)	(102)					**(1.412)**
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			**(21)**						**(21)**
Altri *special item*:	**344**	**21**	**198**	**168**		**40**	**200**		**971**
oneri ambientali		14	28			28			70
svalutazioni	343		150	172		3			668
plusvalenze nette su cessione di *asset*		2	10	(5)		(13)	(9)		(15)
accantonamenti a fondo rischi						20			20
oneri per incentivazione all'esodo	6	8	10	1		2	14		41
altro	(5)	(3)					195		187
***Special item* dell'utile operativo**	**344**	**21**	**177**	**168**		**40**	**200**		**950**
Utile operativo *adjusted*	**14.654**	**2.729**	**365**	**(284)**	**743**	**(153)**	**(163)**	**(176)**	**17.715**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	34	3				(12)	(284)		(259)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	470	332	111	2	36	3	5		959
Imposte sul reddito [a]	(8.562)	(1.027)	(157)	65	(208)		184	63	(9.642)
Tax rate (%)	*56,5*	*33,5*	*33,0*		*26,7*				*52,4*
Utile netto *adjusted*	**6.596**	**2.037**	**319**	**(217)**	**571**	**(162)**	**(258)**	**(113)**	**8.773**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									515
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**8.258**
Utile netto di competenza Eni									**9.699**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(970)
Esclusione *special item:*									(471)
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(21)*
- altri special item									*(450)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**8.258**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

Nove mesi 2007

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**9.859**	**2.696**	**702**	**216**	**601**	**(282)**	**(122)**	**32**	**13.702**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		80	(406)	(19)					**(345)**
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	**(12)**	**(18)**	**37**	**6**	**(11)**	**65**	**(11)**		**56**
Altri *special item*:	**77**	**25**	**91**	**16**		**58**	**14**		**281**
oneri ambientali		2	74			83			159
svalutazioni	76		1			2			79
accantonamenti a fondo rischi						9	(3)		6
oneri per incentivazione all'esodo	1	23	19	16		13	17		89
altro			(3)			(49)			(52)
***Special item* dell'utile operativo**	**65**	**7**	**128**	**22**	**(11)**	**123**	**3**		**337**
Utile operativo *adjusted*	**9.924**	**2.783**	**424**	**219**	**590**	**(159)**	**(119)**	**32**	**13.694**
Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]	22	8		1		(4)	(54)		(27)
Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]	123	296	112	2	67				600
Imposte sul reddito [(a)]	(5.641)	(1.045)	(191)	(74)	(179)		132	(12)	(7.010)
Tax rate (%)	*56,0*	*33,9*	*35,6*		*27,2*				*49,1*
Utile netto *adjusted*	**4.428**	**2.042**	**345**	**148**	**478**	**(163)**	**(41)**	**20**	**7.257**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									465
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**6.792**
Utile netto di competenza Eni									**7.001**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(275)
Esclusione *special item*:									66
- oneri (proventi) non ricorrenti									*81*
- altri special item									*(15)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**6.792**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**5.252**	**700**	**375**	**(78)**	**276**	**(52)**	**(251)**	**54**	**6.276**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(138)	(218)	22					**(334)**
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			**(21)**						**(21)**
Altri *special item*:	**33**	**2**	**49**	**(3)**		**1**	**198**		**280**
oneri ambientali			22						22
svalutazioni	33		1			1			35
plusvalenze nette su cessione di *asset*		2	10	(5)		(13)	(9)		(15)
oneri per incentivazione all'esodo	4	1	4	1		1	3		14
altro	(4)	(1)	12	1		12	204		224
***Special item* dell'utile operativo**	**33**	**2**	**28**	**(3)**		**1**	**198**		**259**
Utile operativo *adjusted*	**5.285**	**564**	**185**	**(59)**	**276**	**(51)**	**(53)**	**54**	**6.201**
Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]	11	2					(211)		(198)
Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]	207	99	47		10	3	5		371
Imposte sul reddito [(a)]	(3.048)	(207)	(85)	10	(83)		98	(21)	(3.336)
Tax rate (%)	*55,4*	*31,1*	*36,6*		*29,0*				*52,3*
Utile netto *adjusted*	**2.455**	**458**	**147**	**(49)**	**203**	**(48)**	**(161)**	**33**	**3.038**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									148
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**2.890**
Utile netto di competenza Eni									**2.941**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(187)
Esclusione *special item*:									136
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(21)*
- altri special item									*157*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**2.890**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2007

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**3.309**	**590**	**282**	**5**	**211**	**(51)**	**(23)**	**56**	**4.379**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(28)	(219)	9					**(238)**
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri *special item*:		**19**	**56**	**16**		**8**	**5**		**104**
oneri ambientali		1	42						43
svalutazioni						(4)			(4)
accantonamenti a fondo rischi							(3)		(3)
oneri per incentivazione all'esodo		18	16	16		12	8		70
altro			(2)						(2)
***Special item* dell'utile operativo**		**19**	**56**	**16**		**8**	**5**		**104**
Utile operativo *adjusted*	**3.309**	**581**	**119**	**30**	**211**	**(43)**	**(18)**	**56**	**4.245**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	26	4		1			(83)		(52)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	23	78	28		29				158
Imposte sul reddito [a]	(1.986)	(198)	(52)	(13)	(66)		31	(21)	(2.305)
Tax rate (%)	*59,1*	*29,9*	*35,4*		*27,5*				*53,0*
Utile netto *adjusted*	**1.372**	**465**	**95**	**18**	**174**	**(43)**	**(70)**	**35**	**2.046**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									154
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**1.892**
Utile netto di competenza Eni									**2.146**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(165)
Esclusione *special item*:									(89)
- oneri (proventi) non ricorrenti									
- altri special item									*(89)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**1.892**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2008

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

(a) I valori escludono gli *special item*.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
		(21)	**Oneri (proventi) non ricorrenti**	**56**	**(21)**
			di cui:		
			effetto curtailment del TFR	*(74)*	
		(21)	*accantonamenti (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust*	*130*	*(21)*
104	**638**	**280**	***Altri special item:***	**281**	**971**
(4)	594	35	svalutazioni	79	668
43	42	22	oneri ambientali	159	70
		(15)	plusvalenze nette su cessione di *asset*		(15)
(3)	20		accantonamenti a fondo rischi	6	20
70	16	14	oneri per incentivazione all'esodo	89	41
(2)	(34)	224	altro	(52)	187
104	**638**	**259**	***Special item* dell'utile operativo**	**337**	**950**
(322)		**(2)**	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	**(328)**	**(187)**
			di cui plusvalenza per cessione della partecipazione in:		
(290)			*Haldor Topsøe AS e Camom SA*	*(290)*	
			GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)		*(185)*
(30)	**(1.215)**	**(121)**	**Imposte sul reddito**	**(102)**	**(1.336)**
			di cui:		
	(537)	(19)	*effetti ex D.L. n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:*		(556)
		(19)	*- di magazzino*		*(462)*
			- di attività per imposte anticipate		*(94)*
	(290)		*effetti ex legge Finanziaria 2008*		(290)
	(173)		*adeguamento fiscalità differita Libia*		(173)
	(40)	(1)	*altri*	(46)	(41)
(30)	(175)	(101)	*fiscalità su special item dell'utile operativo*	(56)	(276)
(248)	**(577)**	**136**	**Totale *special item* dell'utile netto**	**(93)**	**(573)**
			di cui:		
(159)			- quota degli *special item* di competenza di terzi azionisti	(159)	(102)
(89)	**(577)**	**136**	**- quota degli *special item* di competenza Eni**	**66**	**(471)**

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
3.309	4.993	5.285	59,7	Exploration & Production	9.924	14.654	47,7
581	587	564	(2,9)	Gas & Power	2.783	2.729	(1,9)
119	150	185	55,5	Refining & Marketing	424	365	(13,9)
30	(157)	(59)	..	Petrolchimica	219	(284)	..
211	253	276	30,8	Ingegneria & Costruzioni	590	743	25,9
(43)	(56)	(51)	(18,6)	Altre attività	(159)	(153)	3,8
(18)	(37)	(53)	..	Corporate e società finanziarie	(119)	(163)	(37,0)
56	(128)	54		Effetto eliminazione utili interni	32	(176)	
4.245	**5.605**	**6.201**	**46,1**		**13.694**	**17.715**	**29,4**

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
6.411	9.107	8.879	38,5	Exploration & Production	19.240	26.768	39,1
5.215	6.985	7.343	40,8	Gas & Power	18.937	24.235	28,0
9.052	13.294	13.860	53,1	Refining & Marketing	25.932	38.134	47,1
1.767	1.759	1.742	(1,4)	Petrolchimica	5.243	5.261	0,3
2.185	2.160	2.441	11,7	Ingegneria & Costruzioni	6.474	6.652	2,7
49	44	49		Altre attività	152	144	(5,3)
309	342	314	1,6	Corporate e società finanziarie	926	957	3,3
		63	..	Effetto eliminazione utili interni		63	..
(4.798)	(6.582)	(6.530)		Elisioni di consolidamento	(15.026)	(18.631)	
20.190	**27.109**	**28.161**	**39,5**		**61.878**	**83.583**	**35,1**

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
13.265	18.148	19.081	43,8	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	40.992	56.647	38,2
		(21)		*di cui - oneri non ricorrenti*	*130*	*(21)*	
39	*151*	*230*		*- altri special item*	*210*	*230*	
962	1.031	948	(1,5)	Costo lavoro	2.739	2.920	6,6
				di cui - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)	*(74)*		
70	*(16)*	*41*		*- incentivi per esodi agevolati*	*89*	*41*	
14.227	**19.179**	**20.029**	**40,8**		**43.731**	**59.567**	**36,2**

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008	Var. % III trim. 08 vs 07		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. %
1.377	1.534	1.507	9,4	Exploration & Production	3.893	4.579	17,6
168	170	172	2,4	Gas & Power	501	512	2,2
107	106	102	(4,7)	Refining & Marketing	323	320	(0,9)
28	32	18	(35,7)	Petrolchimica	84	82	(2,4)
58	79	94	62,1	Ingegneria & Costruzioni	177	248	40,1
1	(1)	2		Altre attività	3	3	
15	18	19	26,7	Corporate e società finanziarie	46	54	17,4
(3)	(3)	(4)		Effetto eliminazione utili interni	(7)	(10)	
1.751	**1.935**	**1.910**	**9,1**	**Ammortamenti**	**5.020**	**5.788**	**15,3**
(3)	**508**	**2**	**..**	**Svalutazioni**	**34**	**513**	**..**
1.748	**2.443**	**1.912**	**9,4**		**5.054**	**6.301**	**24,7**

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2008	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	99	331	147	22	5	**604**
Dividendi	378	2	37	1		**418**
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				187		**187**
Altri proventi netti	(9)			11	5	**7**
	468	**333**	**184**	**221**	**10**	**1.216**

Imposte sul reddito

(€ milioni)

	Nove mesi 2007	Nove mesi 2008	Var. ass.
Utile ante imposte			
Italia	4.223	4.247	24
Estero	10.438	14.887	4.449
	14.661	**19.134**	**4.473**
Imposte sul reddito			
Italia	1.666	774	(892)
Estero	5.370	8.044	2.674
	7.036	**8.818**	**1.782**
***Tax rate* (%)**			
Italia	39,5	18,2	(21,3)
Estero	51,4	54,0	2,6
	48,0	**46,1**	**(1,9)**

Stato patrimoniale riclassificato

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31.12.2007	30.06.2008	30.09.2008	Var. ass. vs 31.12.2007	Var. ass. vs 30.06.2008
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	50.137	53.032	56.386	6.249	3.354
Altre immobilizzazioni	563			(563)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.171	2.401	2.555	384	154
Attività immateriali	4.333	4.797	4.863	530	66
Partecipazioni	6.111	5.884	6.119	8	235
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	725	833	972	247	139
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(1.191)	(1.556)	(1.042)	149	514
	62.849	**65.391**	**69.853**	**7.004**	**4.462**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	5.499	6.213	6.188	689	(25)
Crediti commerciali	15.609	15.101	15.922	313	821
Debiti commerciali	(11.092)	(10.563)	(11.481)	(389)	(918)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.412)	(4.340)	(5.745)	(1.333)	(1.405)
Fondi per rischi e oneri	(8.486)	(8.296)	(8.430)	56	(134)
Altre attività (passività) d'esercizio:					
Partecipazioni	*2.476*	*2.279*	*2.586*	*110*	*307*
Altre attività (passività) [(a)]	*(2.600)*	*(5.002)*	*(2.698)*	*(98)*	*2.304*
	(3.006)	**(4.608)**	**(3.658)**	**(652)**	**950**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(935)**	**(915)**	**(966)**	**(31)**	**(51)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	**286**	**586**	**505**	**219**	**(81)**
Capitale investito netto	**59.194**	**60.454**	**65.734**	**6.540**	**5.280**
Patrimonio netto					
di competenza: - Eni	40.428	41.207	45.107	4.679	3.900
- terzi azionisti	2.439	2.682	2.804	365	122
	42.867	**43.889**	**47.911**	**5.044**	**4.022**
Indebitamento finanziario netto	**16.327**	**16.565**	**17.823**	**1.496**	**1.258**
Coperture	**59.194**	**60.454**	**65.734**	**6.540**	**5.280**

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €331 milioni (€398 milioni al 30 giugno 2008 e €248 milioni al 31 dicembre 2007) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €365 milioni (€356 milioni al 30 giugno 2008 e €368 milioni al 31 dicembre 2007).

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

Il **capitale di esercizio netto** (-€3.658 milioni) è diminuito di €652 milioni rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto essenzialmente dell'incremento dei debiti tributari connesso allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e ai maggiori debiti per accise[7], parzialmente assorbito dalla riduzione delle imposte differite relative alle imprese italiane e alle attività in Libia a fronte di quelle attivate in relazione all'acquisizione di Burren. Sulla diminuzione ha inoltre inciso la variazione negativa di €301 milioni (€181 milioni al netto del relativo effetto fiscale) del *fair-value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 91,2 milioni di barili al 30 settembre 2008 per effetto delle operazioni liquidate nei nove mesi. Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved* e *unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Tra i fattori in incremento si segnala l'aumento del valore di libro delle rimanenze di idrocarburi valutate al costo medio ponderato dovuto all'aumento dei prezzi di mercato e alla ricostituzione degli stoccaggi gas.

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "*Leverage*" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(€ milioni)

	31.12.2007	30.06.2008	30.09.2008	Var. ass. vs 31.12.2007	Var. ass. vs 30.06.2008
Debiti finanziari e obbligazionari	19.830	21.323	21.320	1.490	(3)
Debiti finanziari a breve termine	*8.500*	*10.857*	*9.275*	*775*	*(1.582)*
Debiti finanziari a lungo termine	*11.330*	*10.466*	*12.045*	*715*	*1.579*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2.114)	(1.518)	(2.330)	(216)	(812)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(174)	(114)	(114)	60	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.215)	(3.126)	(1.053)	162	2.073
Indebitamento finanziario netto	**16.327**	**16.565**	**17.823**	**1.496**	**1.258**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	**42.867**	**43.889**	**47.911**	**5.044**	**4.022**
Leverage	**0,38**	**0,38**	**0,37**	**(0,01)**	**(0,01)**

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

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

Composizione debiti finanziari e obbligazionari per valuta

(€ milioni)

	Debiti finanziari al 31 dicembre 2007						Debiti finanziari al 30 settembre 2008					
	a breve termine		a lungo termine [a]		Totale		a breve termine		a lungo termine [a]		Totale	
		%		%		%		%		%		%
Euro	5.453	70,2	9.973	82,6	**15.426**	77,8	6.098	70,1	10.536	83,5	**16.634**	78,0
Dollaro	1.591	20,5	900	7,5	**2.491**	12,6	859	9,9	902	7,1	**1.761**	8,3
Sterlina	609	7,8	882	7,3	**1.491**	7,5	1.721	19,8	844	6,7	**2.565**	12,0
Yen	3	-	281	2,3	**284**	1,4	-	-	308	2,4	**308**	1,5
Altro	107	1,5	31	0,3	**138**	0,7	20	0,2	32	0,3	**52**	0,2
	7.763	**100,0**	**12.067**	**100,0**	**19.830**	**100,0**	**8.698**	**100,0**	**12.622**	**100,0**	**21.320**	**100,0**

(a) Include le quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo temine di €577 milioni e €737 milioni al 30 settembre 2008 e 31 dicembre 2007 rispettivamente.

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2008

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2008 [a]
Eni Coordination Center SA	126
Eni Lasmo Plc	187
	313

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2008 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre[a] (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	250	EUR	250	14/11/2017	fisso	4,75
Eni Coordination Center SA	5.000	YEN	34	13/03/2015	fisso	1,53
Eni Coordination Center SA	100	EUR	102	18/04/2028	fisso	5,44
Eni UK Holding Plc	11	GBP	15	31/12/2013	variabile	
			401			

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

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2007		**42.867**
Utile netto	10.316	
Utili (perdite) iscritti a riserva da *cash flow hedge*	(277)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.910)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(224)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(757)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	20	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Saipem)	(31)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	844	
Altre variazioni	63	
Totale variazioni		**5.044**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 settembre 2008		**47.911**
di competenza:		
- **Eni**		**45.107**
- terzi azionisti		2.804

ROACE (Return On Average Capital Employed)

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

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il **30 settembre 2008**	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	**8.659**	**2.931**	**293**	**11.610**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito				
(al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**344**
Utile netto adjusted unlevered	**8.659**	**2.931**	**293**	**11.954**
Capitale investito netto adjusted				
- ad inizio periodo	24.111	18.621	6.321	**55.059**
- a fine periodo	28.161	20.781	8.449	**64.540**
Capitale investito netto medio adjusted	**26.136**	**19.701**	**7.385**	**59.800**
ROACE adjusted [a] **(%)**	**33,1**	**14,9**	**4,0**	**20,0**

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il **30 settembre 2007**	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	**5.732**	**2.915**	**460**	**9.790**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito				
(al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**103**
Utile netto adjusted unlevered	**5.732**	**2.915**	**460**	**9.893**
Capitale investito netto adjusted				
- ad inizio periodo	18.733	17.001	5.583	**46.220**
- a fine periodo	24.111	18.700	5.762	**54.997**
Capitale investito netto medio adjusted	**21.422**	**17.851**	**5.673**	**50.609**
***ROACE adjusted* (%)**	**26,8**	**16,3**	**8,1**	**19,5**

(€ milioni)

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

(a) Assumendo al 30 settembre 2008 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (quota Eni 60%), il ROACE di Gruppo e della divisione Exploration & Production si rideterminano rispettivamente in 20,6% e 35,4%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
2.459	**3.632**	**3.089**	**Utile netto**	**7.625**	**10.316**
			a rettifica:		
1.566	2.130	2.086	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.437	5.960
(285)	(12)	4	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(311)	(203)
2.348	2.296	3.287	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	6.718	8.549
6.088	**8.046**	**8.466**	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**18.469**	**24.622**
(1.375)	103	(130)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(452)	(1.280)
(1.347)	(2.958)	(2.603)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.968)	(7.659)
3.366	**5.191**	**5.733**	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**13.049**	**15.683**
(2.679)	(3.641)	(3.112)	Investimenti tecnici	(6.936)	(9.871)
(3.776)	(165)	(127)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(8.711)	(2.076)
455	145	91	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	631	564
82	257	(568)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	288	13
(2.552)	**1.787**	**2.017**	***Free cash flow***	**(1.679)**	**4.313**
148	(1.200)	2.172	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	378	343
(148)	1.423	(681)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	4.486	1.429
(117)	(2.959)	(2.752)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.383)	(5.910)
(23)	126	56	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(111)	41
(2.692)	**(823)**	**812**	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**(309)**	**216**

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
(2.552)	**1.787**	**2.017**	***Free cash flow***	**(1.679)**	**4.313**
			Debiti e crediti finanziari società acquisite		
(3)		(35)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(27)	(35)
364	198	(488)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	426	136
(117)	(2.959)	(2.752)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.383)	(5.910)
(2.308)	**(974)**	**(1.258)**	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(4.663)**	**(1.496)**

Gli **investimenti tecnici** di €9.871 milioni (€6.936 milioni nei nove mesi 2007) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.374 milioni), in particolare in Egitto, Kazakhstan, Angola, Italia e Congo e le attività di ricerca esplorativa (€1.315 milioni), con investimenti concentrati per il 92% all'estero, in particolare in Stati Uniti, Egitto, Angola, Libia, Norvegia e Regno Unito. Gli investimenti per l'acquisto di *proved* e *unproved property* per €624 milioni sono relativi all'estensione della durata dei titoli minerari in Libia a seguito dell'accordo siglato nell'ottobre 2007 con la società di Stato NOC. L'*acreage* acquisito nei nove mesi 2008 ammonta a 64.792 chilometri quadrati (99% come operatore);
- il potenziamento dei gasdotti di importazione (€184 milioni) nonché lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€806 milioni);
- l'attività di raffinazione (€374 milioni) per il miglioramento della conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€139 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.457 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2007	I trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
1.725	2.340	2.051	Exploration & Production	4.562	6.513
362	460	383	Gas & Power	888	1.254
231	201	193	Refining & Marketing	550	543
32	48	52	Petrolchimica	88	120
311	556	480	Ingegneria & Costruzioni	821	1.457
8	11	16	Altre attività	43	30
20	26	20	Corporate e società finanziarie	48	56
(10)	(1)	(83)	Effetto eliminazione utili interni	(64)	(102)
2.679	**3.641**	**3.112**		**6.936**	**9.871**

Gli **investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda** (€2.076 milioni) si riferiscono principalmente al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (€1.700 milioni, al netto delle disponibilità acquisite di €100 milioni).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (€564 milioni) si riferiscono essenzialmente alla vendita, da parte del settore Ingegneria & Costruzioni, della partecipazione del 30% di GTT (Gaztransport et Technigaz SAS), società che opera nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto del GNL.

Investimenti tecnici

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
	297	**3**	**Acquisto di riserve *proved* e *unproved***	**96**	**624**
	277	3	Africa Settentrionale	11	604
	13		Africa Occidentale		13
	7		Resto del mondo	85	7
449	**453**	**334**	**Esplorazione**	**1.197**	**1.315**
24	49	38	Italia	86	109
105	90	51	Africa Settentrionale	274	264
51	46	66	Africa Occidentale	188	205
30	64	32	Mare del Nord	154	180
9	3	14	Area Caspio	28	21
230	201	133	Resto del mondo	467	536
1.223	**1.510**	**1.645**	**Sviluppo**	**3.154**	**4.374**
109	141	137	Italia	329	396
233	270	307	Africa Settentrionale	628	849
349	474	415	Africa Occidentale	871	1.195
102	123	149	Mare del Nord	305	361
200	224	303	Area Caspio	516	738
230	278	334	Resto del mondo	505	835
35	**59**	**50**	**Stoccaggio**	**69**	**148**
18	**21**	**19**	**Altro**	**46**	**52**
1.725	**2.340**	**2.051**		**4.562**	**6.513**

GAS & POWER

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
267	293	352	Italia	684	1.020
95	167	31	Estero	204	234
362	**460**	**383**		**888**	**1.254**
48	**50**	**48**	**Mercato**	**152**	**130**
13	*32*	*25*	*- Mercato*	*29*	*66*
1	12	3	Italia	1	16
12	20	22	Estero	28	50
35	*18*	*23*	*- Generazione elettrica*	*123*	*64*
231	**263**	**326**	***Business* regolati Italia**	**560**	**940**
189	*210*	*277*	*- Trasporto*	*462*	*806*
42	*53*	*49*	*- Distribuzione*	*98*	*134*
83	**147**	**9**	**Trasporto internazionale**	**176**	**184**
362	**460**	**383**		**888**	**1.254**

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
213	178	168	Italia	496	486
18	23	25	Estero	54	57
231	**201**	**193**		**550**	**543**
178	**138**	**120**	**Raffinazione, *supply* e logistica**	**392**	**371**
178	138	120	Italia	392	371
53	**53**	**60**	***Marketing***	**138**	**141**
35	30	35	Italia	84	84
18	23	25	Estero	54	57
	10	**13**	**Altre Attività**	**20**	**31**
231	**201**	**193**		**550**	**543**

Exploration & Production

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008			Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
1.659	**1.772**	**1.764**	**Produzione giornaliera di idrocarburi** [a] [b]	(migliaia di boe)	**1.710**	**1.777**
204	204	196	Italia		214	202
568	652	666	Africa Settentrionale		578	648
324	305	352	Africa Occidentale		331	327
213	249	217	Mare del Nord		254	234
104	124	104	Area del Caspio		112	122
246	238	229	Resto del mondo		221	244
147,0	**156,9**	**154,4**	**Produzione venduta** [a]	(milioni di boe)	**449,3**	**468,0**

PRODUZIONE GIORNALIERA DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008			Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
975	**998**	**1.015**	**Produzione giornaliera di petrolio e condensati** [a]	(migliaia di barili)	**1.010**	**1.008**
73	70	66	Italia		75	69
315	346	358	Africa Settentrionale		326	346
275	259	304	Africa Occidentale		283	281
136	145	131	Mare del Nord		153	139
67	82	69	Area del Caspio		72	80
109	96	87	Resto del mondo		101	93

PRODUZIONE GIORNALIERA DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008			Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
111	**126**	**122**	**Produzione giornaliera di gas naturale** [a] [b]	(milioni di metri cubi)	**114**	**125**
21	22	21	Italia		23	22
41	50	50	Africa Settentrionale		41	49
8	7	8	Africa Occidentale		8	8
13	17	14	Mare del Nord		16	15
6	7	6	Area del Caspio		7	7
22	23	23	Resto del mondo		19	24

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (7,9 e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nei primi nove mesi del 2008 e 2007, rispettivamente, 7,8 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2008 e 2007, rispettivamente e 8,1 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2008).

Petrolchimica

(migliaia di tonnellate)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
			Vendite		
737	670	591	Petrolchimica di base	2.247	2.008
252	265	221	Stirenici ed Elastomeri	796	760
365	368	318	Polietileni	1.123	1.039
1.354	**1.303**	**1.130**		**4.166**	**3.807**
2.201	**1.979**	**1.885**	**Produzioni**	**6.612**	**6.021**

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2007	II trim. 2008	III trim. 2008		Nove mesi 2007	Nove mesi 2008
			Ordini acquisiti		
872	1.838	270	*Offshore*	2.753	3.689
1.187	591	4.663	*Onshore*	3.961[(a)]	5.718
250	82	547	Perforazioni mare	394	760
171	705	12	Perforazioni terra	320	796
2.480	**3.216**	**5.492**		**7.428**	**10.963**

(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a €181 milioni.

(€ milioni)

	31.12.2007	30.09.2008
Portafoglio ordini	15.390	19.041