



## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL PRIMO TRIMESTRE 2009

- **Utile netto adjusted: €1,76 miliardi (-42,2%)**
- **Utile netto: €1,90 miliardi (-42,7%)**
- **Cash flow: €5,44 miliardi (+14,4%)**
- **Produzione di idrocarburi: -0,9% a 1,779 milioni di barili/giorno**
- **Vendite di gas: +4,7% a 32,4 miliardi di metri cubi**

Roma, 24 aprile 2009 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del primo trimestre 2009<sup>1</sup> (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*"I risultati del primo trimestre 2009 sono positivi tenuto conto del forte ribasso del prezzo del petrolio e della caduta della domanda del gas in Europa. Continuiamo ad investire per la crescita e a migliorare il nostro livello di efficienza con l'obiettivo di assicurare ai nostri azionisti un livello di remunerazione tra i più elevati del settore."*

IV trim. 2008	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2008	2009	
308	Utile operativo		6.177	3.967	(35,8)
3.940	Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup>		5.896	3.754	(36,3)
<b>(874)</b>	<b>Utile netto</b> <sup>(b)</sup>		<b>3.321</b>	<b>1.904</b>	<b>(42,7)</b>
(0,24)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		0,91	0,53	(41,8)
(0,63)	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>		2,73	1,38	(49,5)
<b>1.955</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b> <sup>(a)(b)</sup>		<b>3.041</b>	<b>1.759</b>	<b>(42,2)</b>
0,54	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		0,83	0,49	(41,0)
<b>1,42</b>	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>		<b>2,49</b>	<b>1,28</b>	<b>(48,6)</b>

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 19.

(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 sulla gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza.

## Highlight finanziari

- L'utile operativo *adjusted* di €3,75 miliardi è diminuito del 36,3% rispetto al primo trimestre 2008 per effetto del peggioramento della *performance* operativa dei settori Exploration & Production e Gas & Power dovuto alla flessione del prezzo del petrolio e al calo della domanda europea di gas.
- L'utile netto *adjusted* di €1,76 miliardi è diminuito del 42,2% per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa e del contributo delle partecipazioni valutate a *equity*, nonché dell'aumento del *tax rate adjusted* (dal 47,5% al 49%).
- Gli investimenti tecnici di €3,15 miliardi hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem e delle infrastrutture di trasporto del gas.
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €5,44 miliardi e gli incassi da dismissioni di €182 milioni hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3,15 miliardi e di ridurre l'indebitamento finanziario netto<sup>2</sup> di €1,85 miliardi rispetto a fine 2008 a €16,53 miliardi, compreso l'effetto di differenze cambio negative.
- Il ROACE<sup>3</sup> calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2009 è del 15,1%.
- Il *leverage*<sup>3</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,38 al 31 dicembre 2008 allo 0,32 al 31 marzo 2009.

## Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2008	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I trim.		
			2008	2009	Var. %
<b>1.854</b>	<b>Produzione giornaliera di idrocarburi</b>	(migliaia di boe)	<b>1.796</b>	<b>1.779</b>	<b>(0,9)</b>
1.079	Petrolio	(migliaia di barili)	1.012	1.013	0,1
126	Gas naturale	(milioni di metri cubi)	128	125	(2,3)
<b>30,99</b>	<b>Vendite gas mondo</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>30,91</b>	<b>32,35</b>	<b>4,7</b>
1,31	di cui: vendite E&P		1,84	1,49	(19,0)
<b>6,94</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>8,16</b>	<b>7,78</b>	<b>(4,7)</b>
<b>3,06</b>	<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b>	(milioni di tonnellate)	<b>2,85</b>	<b>2,79</b>	<b>(2,1)</b>

- Produzione di idrocarburi: 1,779 milioni di boe/giorno, in riduzione dello 0,9% rispetto al primo trimestre 2008 per effetto essenzialmente dei tagli produttivi OPEC (-31 mila boe/giorno), dell'impatto di fermate di impianti per problemi di sicurezza in Nigeria, nonché del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita organica/avvii in Angola, Congo, Egitto e Venezuela, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA.
- Vendite di gas mondo: 32,35 miliardi di metri cubi, in aumento del 4,7% per effetto del contributo dell'acquisizione di Distrigas. Al netto di tale effetto, le vendite sono diminuite del 14,3% a causa della contrazione della domanda europea di gas dovuta alla recessione economica, in particolare sul mercato italiano (-3,78 miliardi di metri cubi).
- Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è diminuito del 50,9% per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (-54,2% rispetto al primo trimestre 2008). In controtendenza i prezzi di realizzo del gas naturale per effetto del *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici.
- I margini di raffinazione Eni riflettono in maniera più contenuta l'andamento favorevole del rapporto tra prezzi della carica e dei principali prodotti (il margine Brent di scenario di 5,3 dollari/barile è aumentato del 40,2% sul primo trimestre 2008) a causa della contrazione del differenziale tra greggi leggeri e pesanti. L'effetto cambio ha influito positivamente. In flessione i margini di commercializzazione rete.
- I risultati del trimestre sono stati favoriti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-13,2%).

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

(3) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* v. pag. 28 e pag. 27, rispettivamente.

## Iniziative di portafoglio del trimestre

- Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft il 4 aprile 2007 in seguito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* della società russa in liquidazione Yukos. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di US dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.
- Il 19 marzo 2009 è stata finalizzata l'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas, con l'adesione del 41,61% del capitale corrispondente a 292.390 azioni tra cui quelle di Publigaz SCRL che ha aderito con l'intero pacchetto azionario in suo possesso (31,25%). Gli effetti dell'operazione sono assunti al 31 marzo 2009, mentre il pagamento delle azioni conferite in offerta è avvenuto l'8 aprile 2009 per un controvalore di €1.991 milioni. Per effetto dell'OPA, Eni possiede il 98,86% del capitale di Distrigas. È in corso la procedura di *squeeze-out* del restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione. Seguirà la procedura di *delisting* delle azioni Distrigas da Euronext di Brussels.
- Il 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione Eni ha approvato la vendita del 100% di Italgas SpA e Stocaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) ad un prezzo di €4.720 milioni (rispettivamente €3.070 milioni e €1.650 milioni). L'operazione sarà finanziata da Snam Rete Gas attraverso: (i) un aumento di capitale fino a €3,5 miliardi di cui Eni si è impegnata a sottoscrivere la propria quota di competenza; e (ii) assunzione di debito per €1,3 miliardi. I principali effetti attesi sul bilancio consolidato di Eni sono: (i) una variazione positiva di circa €1,5 miliardi sia della posizione finanziaria netta, sia del patrimonio netto di pertinenza di terzi e complessivo dovuto alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi.  
Dal punto di vista industriale, l'operazione, il cui perfezionamento è atteso entro luglio 2009, consentirà a Eni di conseguire importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati e di valorizzare al meglio gli *asset* di Italgas e Stogit che beneficeranno della maggiore visibilità all'interno del perimetro di Snam Rete Gas.
- Firmato con il Governo del Pakistan un *Protocol for Cooperation* per lo sviluppo di importanti progetti *upstream*, *midstream* e *downstream* nel Paese. L'accordo si inquadra nella strategia Eni di crescita attraverso l'identificazione di nuove riserve. Eni metterà a disposizione il proprio *know-how* e le innovative tecnologie sviluppate in campo petrolifero, principalmente nello sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi.
- Firmati i primi tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol che implementano il *Memorandum of Understanding* dell'agosto 2008. Tali accordi prevedono: (i) la fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) lo studio congiunto di aree comprese nei bacini *onshore* dell'Angola per la valutazione di ulteriori iniziative nel settore *upstream*; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani, con l'obiettivo di implementare le iniziative in campo energetico.
- Conseguiti nuovi successi esplorativi nel Golfo del Messico, Mare del Nord e nell'*offshore* indonesiano.

## Evoluzione prevedibile della gestione

In considerazione della fase di recessione economica in atto, lo scenario Eni 2009 assume un prezzo del Brent su base annua di 43 dollari/barile e la flessione della domanda europea di gas e di carburanti. In tale contesto, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2009 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è confermata in crescita al netto dei tagli OPEC. Gli effetti della minore domanda gas, il posticipo di alcune attività per beneficiare dell'attesa riduzione dei costi e l'impatto di eventi di forza maggiore in alcune aree, in particolare in Africa Occidentale, comporteranno una parziale revisione del tasso di crescita originariamente atteso (circa il 3%);
- **volumi venduti di gas nel mondo:** in aumento rispetto al 2008 (104,23 miliardi di metri cubi nel 2008) per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle azioni commerciali a sostegno della quota di mercato nelle principali aree di consumo nel resto d'Europa, nonostante il calo della domanda. Le vendite in Italia sono previste in significativa flessione per effetto della recessione economica e della pressione competitiva;
- **lavorazioni in conto proprio:** in leggero aumento rispetto al 2008 (35,84 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* programmata di alcuni impianti;
- **vendite di prodotti petroliferi rete** in Italia e resto d'Europa: in flessione rispetto al 2008 (12,03 milioni di tonnellate nel 2008 esclusi i volumi delle attività rete nella Penisola Iberica cedute a Galp) per effetto del calo della domanda di carburanti nei principali mercati europei.

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici in riduzione rispetto al 2008 (€14,56 miliardi nel 2008) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sulla base delle proiezioni di *cash flow* con lo scenario di prezzo del Brent a 43 dollari/barile, Eni prevede a fine 2009 un *leverage* in modesta crescita rispetto al 2008 (0,38), ritenuto comunque adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

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

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile del primo trimestre sono invariati rispetto a quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2008, per la cui descrizione si fa rinvio. A partire dal gennaio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Coerentemente i periodi di confronto sono stati rideterminati.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2009 e al primo e quarto trimestre 2008.

Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale. Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

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

#### **Disclaimer**

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

*In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del primo trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.*

\* \* \*

#### **Contatti societari**

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

#### **Investor Relations**

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

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

#### **Ufficio Stampa Eni**

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

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

\* \* \*

#### **Eni**

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

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

Registro Imprese di Roma, c. f. 00484960588

**Tel.:** +390659821 - **Fax:** +390659822141

\* \* \*

*Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2009 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [www.eni.it](http://www.eni.it).*

## Sintesi dei risultati

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
<b>24.565</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>28.313</b>	<b>23.741</b>	<b>(16,1)</b>
<b>308</b>	<b>Utile operativo <sup>(a)</sup></b>	<b>6.177</b>	<b>3.967</b>	<b>(35,8)</b>
2.348	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(322)	125	
1.284	Esclusione <i>special item</i>	41	(338)	
<b>3.940</b>	<b>Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup></b>	<b>5.896</b>	<b>3.754</b>	<b>(36,3)</b>
<b>(874)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>3.321</b>	<b>1.904</b>	<b>(42,7)</b>
1.693	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(241)	91	
1.136	Esclusione <i>special item</i> :	(39)	(236)	
<b>1.955</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>	<b>3.041</b>	<b>1.759</b>	<b>(42,2)</b>
116	Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti	172	206	19,8
<b>2.071</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>3.213</b>	<b>1.965</b>	<b>(38,8)</b>
	Dettaglio per settore di attività <sup>(b)</sup>			
1.389	Exploration & Production	2.038	908	(55,4)
522	Gas & Power	1.260	988	(21,6)
220	Refining & Marketing	53	68	28,3
(104)	Petrolchimica	(65)	(95)	(46,2)
213	Ingegneria & Costruzioni	165	223	35,2
(117)	Altre attività	(46)	(25)	45,7
(241)	Corporate e società finanziarie	(122)	(174)	(42,6)
189	Effetto eliminazione utili interni <sup>(c)</sup>	(70)	72	
	<b>Utile netto di competenza Eni</b>			
(0,24)	per azione (€)	0,91	0,53	(41,8)
(0,63)	per ADR (\$)	2,73	1,38	(49,5)
	<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>			
0,54	per azione (€)	0,83	0,49	(41,0)
1,42	per ADR (\$)	2,49	1,28	(48,6)
<b>3.622,4</b>	<b>Numero medio ponderato delle azioni in circolazione <sup>(d)</sup></b>	<b>3.653,1</b>	<b>3.622,4</b>	<b>(0,8)</b>
<b>6.118</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>4.759</b>	<b>5.443</b>	<b>14,4</b>
<b>4.691</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>3.118</b>	<b>3.147</b>	<b>0,9</b>

(a) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati dei periodi di confronto.

(b) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag 19.

(c) 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.

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

## Principali indicatori di mercato

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
54,91	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(a)</sup>	96,90	<b>44,40</b>	(54,2)
1,317	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,500	<b>1,302</b>	(13,2)
41,69	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	64,60	<b>34,10</b>	(47,2)
7,72	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	3,81	<b>5,34</b>	40,2
5,86	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,54	<b>4,10</b>	61,4
4,2	Euribor - a tre mesi (%)	4,5	<b>2,0</b>	(55,6)
2,7	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,3	<b>1,2</b>	(63,6)

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

(b) Fonte: BCE.

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

#### Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del primo trimestre 2009 di €1.904 milioni è diminuito di €1.417 milioni rispetto al primo trimestre 2008, pari al 42,7%, per effetto essenzialmente della riduzione di €2.210 milioni della *performance* operativa (-35,8%) che ha risentito della recessione economica in atto. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 45,6% al 48,3% dovuto in particolare alla maggiore aliquota d'imposta delle imprese italiane per effetto del ripristino dell'aliquota IRES al 33% in base al Decreto Legge n.112 del giugno 2008 (nel primo trimestre 2008 l'aliquota IRES era del 27,5%) e della nuova addizionale IRES del 4% dell'utile ante imposte 2009 prevista dalla legge di ratifica del Trattato di amicizia tra la Repubblica Italiana e la Libia, nonché il maggiore *tax rate* sulle imprese estere del settore Exploration & Production.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** di €1.759 milioni è diminuito di €1.282 milioni rispetto al primo trimestre 2008 (-42,2%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €91 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €236 milioni, con un effetto complessivo di -€145 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* e a plusvalenze nette sulla cessione di *asset* realizzate dal settore Exploration & Production.

#### Risultati per settore

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dal minor utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (-€1.130 milioni; -55,4%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-€2.117 milioni, pari al 49,3%) dovuto principalmente alla riduzione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio (-50,9%), parzialmente compensato dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-13,2%);
- **Gas & Power** (-€272 milioni; -21,6%) per effetto della flessione dell'utile operativo (-€303 milioni, pari al 18,2%) dovuta principalmente al peggioramento dell'attività mercato che ha risentito del calo della domanda di gas, in particolare in Italia. In flessione per l'effetto mercato anche i risultati conseguiti dai *Business* regolati Italia e dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto;
- **Petrolchimica** registra un peggioramento della perdita netta di €30 milioni (da €65 milioni a €95 milioni) per effetto dell'ulteriore indebolimento della *performance* operativa (-€43 milioni) connesso alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco dei prodotti con impatti negativi sia sui margini sia sui volumi.

Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Ingegneria & Costruzioni** (+€58 milioni; +35,2%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€58 milioni) per effetto dell'elevato numero di progetti *oil&gas* avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero;
- **Refining & Marketing** (+€15 milioni; +28,3%) per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo (+€43 milioni) dovuto al positivo andamento dell'attività di raffinazione favorita dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dalla riduzione dei costi di approvvigionamento delle *utility*.

## Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31.12.2008	31.03.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato	74.379	78.179	3.800
Capitale di esercizio netto	(6.614)	(8.763)	(2.149)
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(950)	(3)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	68	68	
<b>Capitale investito netto</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>1.648</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	48.510	52.006	3.496
Indebitamento finanziario netto	18.376	16.528	(1.848)
<b>Coperture</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>1.648</b>

Il deprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,331 al 31 marzo 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, -4,4%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 31 marzo 2009, un aumento del capitale investito netto di circa €1.480 milioni, del patrimonio netto di circa €1.120 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €360 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€78.179 milioni) è aumentato di €3.800 milioni rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto, oltre che del cambio, degli investimenti tecnici del trimestre (€3.147 milioni) e del *goodwill* residuale rilevato per effetto della finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze di Distrigas (€874 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (€2.178 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€8.763 milioni) è diminuito di €2.149 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto relativo allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e della riduzione delle rimanenze di gas, parzialmente compensato dall'aumento del capitale circolante commerciale. L'effetto incrementativo del capitale circolante connesso all'eliminazione della *put option* riconosciuta a Publigaz rilevata nel bilancio 2008 nelle altre passività di esercizio (+€1.495 milioni) è stato compensato dalla rilevazione tra le passività correnti del controvalore di €1.991 milioni nei confronti degli azionisti di minoranza di Distrigas che hanno aderito all'OPA obbligatoria.

La voce del capitale di esercizio netto **Partecipazioni** accoglie per un importo pari a €3.034 milioni (4.038 milioni di dollari al cambio del 31 marzo 2009) il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom, che già detiene il 75% della società, sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft esercitabile entro il 9 aprile 2009, a un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di US dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento. Il valore di libro della partecipazione al 31 marzo corrisponde al prezzo di esercizio dell'opzione alla stessa data. Gazprom ha esercitato l'opzione il 7 aprile 2009.

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (€52.006 milioni) è aumentato di €3.496 milioni. Tale incremento riflette l'utile di periodo (€2.110 milioni) e l'effetto netto della finalizzazione dell'OPA sugli azionisti di minoranza di Distrigas che ha determinato l'incremento di patrimonio connesso alla cancellazione della *put option* riconosciuta a Publigaz SCRL (+€1.495 milioni). Tali effetti sono stati compensati dall'eliminazione del patrimonio netto di terzi azionisti (€1.117 milioni), comprensivo dell'utile di periodo, che hanno depositato le proprie azioni in adesione all'OPA. All'aumento del patrimonio netto ha contribuito l'effetto cambio.

## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.	
		2008	2009
<b>6.118</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>4.759</b>	<b>5.443</b>
(4.691)	Investimenti tecnici	(3.118)	(3.147)
(1.943)	Acquisizioni di partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.784)	(2.039)
(280)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	324	1.745
415	Dismissioni	328	182
<b>(381)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>509</b>	<b>2.184</b>
(95)	Dividendi a minoranze, acquisto azioni proprie e altri movimenti di patrimonio	(199)	(2)
(77)	Differenze cambio e altre variazioni	426	(334)
<b>(553)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>736</b>	<b>1.848</b>

Il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (€5.443 milioni) e gli incassi da dismissioni (€182 milioni) hanno coperto i fabbisogni connessi principalmente agli investimenti tecnici (€3.147 milioni) determinando una riduzione di €1.848 milioni dell'indebitamento finanziario netto. Gli investimenti in partecipazioni riguardano la finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas con l'adesione del 41,61% per un importo di €1.991 milioni con impatto nullo sul *free cash flow* in quanto l'esborso dell'operazione sarà contabilizzato nei flussi del secondo trimestre. Le dismissioni hanno riguardato titoli minerari in fase esplorativa e in sviluppo/produzione ceduti nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008.

## Altre informazioni

### Contenzioso Pieve Vergonte

In data 3 luglio 2008 è stata depositata la 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 €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 assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso ministero.

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.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel primo trimestre 2009.

# Exploration & Production

IV trim. 2008	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	I trim.		
			2008	2009	Var. %
<b>6.506</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>8.686</b>	<b>6.145</b>	<b>(29,3)</b>
<b>1.987</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>4.269</b>	<b>2.374</b>	<b>(44,4)</b>
734	Esclusione special item:		21	(201)	
646	- svalutazioni di asset e altre attività		36		
4	- plusvalenze nette su cessione di asset			(163)	
2	- oneri per incentivazione all'esodo		1	2	
77	- componente valutativa dei derivati su commodity		(16)	(40)	
5	- altro				
<b>2.721</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>4.290</b>	<b>2.173</b>	<b>(49,3)</b>
23	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		19	33	
139	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		112	(12)	
(1.494)	Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(2.383)	(1.286)	
51,8	Tax rate (%)		53,9	58,6	
<b>1.389</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>2.038</b>	<b>908</b>	<b>(55,4)</b>
	I risultati includono:				
2.761	- ammortamenti e svalutazioni di asset		1.525	1.686	10,6
	di cui:				
634	ammortamenti di ricerca esplorativa		564	478	(15,2)
473	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		435	376	(13,6)
161	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		129	102	(20,9)
<b>2.916</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>2.083</b>	<b>2.148</b>	<b>3,1</b>
	di cui:				
603	- ricerca esplorativa <sup>(c)</sup>		528	380	(28,0)
	<b>Produzioni<sup>(d)(e)</sup></b>				
1.079	Petrolio <sup>(f)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	1.012	1.013	0,1
126	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	128	125	(2,3)
<b>1.854</b>	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.796</b>	<b>1.779</b>	<b>(0,9)</b>
	<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
46,47	Petrolio <sup>(f)</sup>	(\$/bbl)	85,72	42,09	(50,9)
295,16	Gas naturale	(\$/kmc)	240,24	249,38	3,8
<b>47,11</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	<b>65,64</b>	<b>41,46</b>	<b>(36,8)</b>
	<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
54,91	Brent dated	(\$/bbl)	96,90	44,40	(54,2)
41,69	Brent dated	(€/bbl)	64,60	34,10	(47,2)
58,50	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	97,94	42,97	(56,1)
<b>226,72</b>	<b>Gas Henry Hub</b>	(\$/kmc)	<b>305,58</b>	<b>161,39</b>	<b>(47,2)</b>

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia già deliberata anche se ancora non realizzata, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli special item.

(c) Include bonus esplorativi.

(d) Ulteriori dati sono forniti a pag. 32.

(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 primo trimestre 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.173 milioni con una diminuzione di €2.117 milioni rispetto al primo trimestre 2008, pari al 49,3%, per effetto essenzialmente della flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio (-50,9%). Sul risultato hanno inciso anche i minori volumi venduti (-2,8 milioni di boe).

Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €270 milioni) e dall'aumento del prezzo del gas (+3,8%).

Nel trimestre sono stati rilevati **special item** di €201 milioni di proventi netti relativi a plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'**utile netto adjusted** di €908 milioni è diminuito di €1.130 milioni rispetto al primo trimestre 2008 per effetto del peggioramento della *performance* operativa, dei minori proventi su partecipazioni e dell'incremento del *tax rate* dal 53,9% al 58,6%.

## Andamento operativo

La **produzione di idrocarburi** del primo trimestre 2009 (1.779 mila boe/giorno) è diminuita di 17 mila boe/giorno rispetto al primo trimestre 2008 (-0,9%) per effetto essenzialmente dei tagli produttivi decisi dall'OPEC (-31 mila boe/giorno), dell'impatto di fermate di impianti per problemi di sicurezza in Nigeria, nonché del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita organica/avvii in Angola, Congo, Egitto e Venezuela, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA. La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel primo trimestre 2008).

La **produzione di petrolio** (1.013 mila barili/giorno) è sostanzialmente in linea con il 2008 (+0,1%). Il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia, è stato compensato dagli aumenti registrati in Angola, per l'entrata a regime dei giacimenti Saxi-Batuque (20%), Congo per la crescita del progetto Ikalou (100%), Venezuela per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (26%), nonché dall'effetto prezzo positivo.

La **produzione di gas naturale** (125 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2,3%. Le principali riduzioni hanno riguardato Italia e Nigeria. I principali aumenti sono stati registrati in Egitto per gli avvii del trimestre e nel Mare del Nord.

Il **prezzo medio di realizzo in dollari del petrolio** di 42,09 \$/barile è diminuito del 50,9% per effetto della flessione delle quotazioni dei greggi (il *marker* Brent è diminuito del 54,2%); in controtendenza i prezzi di realizzo del gas naturale per effetto del *time-lag* di indicizzazione (+3,8%).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato incrementato di 1,46 \$/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi a 10,5 milioni di barili venduti nel trimestre 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 (69,2 milioni di boe residui a fine marzo 2009). 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 40,63 \$/barile.

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

IV trim. 2008	PETROLIO		I trim. 2008	2009
93,6	Produzione venduta	(milioni di barili)	88,1	92,9
11,5	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		11,5	10,5
45,12	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	90,01	40,63
1,36	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,29)	1,46
46,47	Prezzo medio di realizzo		85,72	42,09

# Gas & Power

IV trim. 2008	RISULTATI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	I trim.		
			2008	2009	Var. %
<b>12.713</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>9.950</b>	<b>11.849</b>	<b>19,1</b>
<b>918</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>1.735</b>	<b>1.253</b>	<b>(27,8)</b>
(153)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(77)	276	
(82)	Esclusione <i>special item</i> :		8	(166)	
(2)	- oneri ambientali			2	
1	- svalutazioni				
5	- plusvalenze nette su cessione di asset				
12	- oneri per incentivazione all'esodo		3	3	
(98)	- componente valutativa dei derivati su commodity		5	(171)	
<b>683</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>1.666</b>	<b>1.363</b>	<b>(18,2)</b>
32	Mercato		957	774	(19,1)
506	Business regolati Italia <sup>(a)</sup>		584	469	(19,7)
145	Trasporto Internazionale		125	120	(4,0)
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>		(5)	(6)	
88	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>		135	100	
(246)	Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>		(536)	(469)	
32,0	Tax rate (%)		29,8	32,2	
<b>522</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>1.260</b>	<b>988</b>	<b>(21,6)</b>
<b>656</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>450</b>	<b>390</b>	<b>(13,3)</b>
	<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
<b>27,21</b>	<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>26,44</b>	<b>28,36</b>	<b>7,3</b>
13,28	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		16,96	13,21	(22,1)
13,77	- Resto d'Europa		9,36	15,03	60,6
0,16	- Extra Europa		0,12	0,12	
<b>2,47</b>	<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>2,63</b>	<b>2,50</b>	<b>(4,9)</b>
<b>29,68</b>	<b>Totale vendite e autoconsumi G&amp;P</b>		<b>29,07</b>	<b>30,86</b>	<b>6,2</b>
1,31	E&P in Europa e Golfo del Messico		1,84	1,49	(19,0)
<b>30,99</b>	<b>Totale vendite mondo</b>		<b>30,91</b>	<b>32,35</b>	<b>4,7</b>
	<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>	(miliardi di metri cubi)			
<b>22,26</b>			<b>25,26</b>	<b>20,29</b>	<b>(19,7)</b>
13,15	Per conto Eni		15,31	10,42	(31,9)
9,11	Per conto Terzi		9,95	9,87	(0,8)
<b>6,94</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>8,16</b>	<b>7,78</b>	<b>(4,7)</b>

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, già deliberata anche se ancora non realizzata, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli *special item*.

## Risultati

Nel primo trimestre 2009 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.363 milioni con una diminuzione di €303 milioni rispetto al primo trimestre 2008, pari al 18,2%, per effetto essenzialmente del minore risultato dell'attività Mercato e dei *Business regolati Italia*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €166 milioni di proventi netti si riferiscono principalmente alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (€171 milioni) dell'attività Mercato.

L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2009 di €988 milioni è diminuito di €272 milioni rispetto al primo trimestre 2008 (-21,6%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa, dell'incremento del *tax rate adjusted* (dal 29,8% al 32,2%), nonché dei minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

## Andamento operativo

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2009 di €774 milioni è diminuito di €183 milioni rispetto al primo trimestre 2008 per effetto essenzialmente delle minori vendite di gas effettuate dalle società consolidate, in particolare sul mercato Italia (-22,1%), dovute alla recessione economica e dei minori volumi venduti di energia elettrica.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal contributo del risultato di Distrigas che tiene conto dell'ammortamento di €28 milioni del maggior costo dell'acquisizione attribuito alle attività immateriali a vita definita (essenzialmente *customer relationship* e *order backlog*) e dall'andamento positivo dei parametri energetici di riferimento.

### VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
<b>13,30</b>	<b>ITALIA</b>	<b>16,99</b>	<b>13,21</b>	<b>(22,2)</b>
2,29	- Grossisti	3,21	2,81	(12,5)
0,43	- Gas release	1,10	0,41	(62,7)
0,59	- PSV e borsa	0,15	0,10	(33,3)
2,69	- Industriali	3,24	2,60	(19,8)
2,32	Industriali	2,75	2,12	(22,9)
0,37	PMI e terziario	0,49	0,48	(2,0)
3,97	- Termoelettrici	4,77	2,65	(44,4)
2,07	- Residenziali	2,90	3,13	7,9
1,26	- Autoconsumi	1,62	1,51	(6,8)
<b>17,69</b>	<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>13,92</b>	<b>19,14</b>	<b>37,5</b>
<b>15,95</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>11,56</b>	<b>17,18</b>	<b>48,6</b>
2,87	- Importatori in Italia	3,80	3,41	(10,3)
13,08	- Mercati europei	7,76	13,77	77,4
1,86	Penisola Iberica	1,92	1,55	(19,3)
1,82	Germania - Austria	1,64	1,73	5,5
4,57	Belgio		5,10	
0,93	Ungheria	1,24	1,29	4,0
1,00	Nord Europa	0,68	0,97	42,6
1,21	Turchia	1,59	1,30	(18,2)
1,20	Francia	0,58	1,34	..
0,49	altro	0,11	0,49	..
<b>0,43</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>0,52</b>	<b>0,47</b>	<b>(9,6)</b>
<b>1,31</b>	<b>E&amp;P in Europa e Golfo del Messico</b>	<b>1,84</b>	<b>1,49</b>	<b>(19,0)</b>
<b>30,99</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>30,91</b>	<b>32,35</b>	<b>4,7</b>

Le **vendite di gas naturale** del primo trimestre 2009 sono state di 32,35 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un aumento di 1,44 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2008, pari al 4,7%, dovuto al contributo dell'acquisizione di Distrigas (+5,86 miliardi di metri cubi). Al netto di tale effetto, le vendite sono diminuite del 14,3% a causa del calo della domanda di gas in Europa per effetto della recessione economica, in particolare in Italia.

Le vendite in Italia sono state di 13,21 miliardi di metri cubi con un decremento di 3,78 miliardi di metri cubi, pari al 22,2%, dovuto ai forti cali registrati nei settori termoelettrico (-2,12 miliardi di metri cubi) e industriale (-0,64 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e, in misura minore, nelle vendite ai grossisti (-0,40 miliardi di metri cubi) a seguito anche della pressione competitiva. Sulla flessione del termoelettrico hanno inciso inoltre fattori contingenti legati al maggiore utilizzo delle fonti idroelettriche nella produzione di energia elettrica per la cospicua disponibilità idrica nei bacini. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai residenziali (+0,23 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche più rigide.

Le vendite internazionali di 19,14 miliardi di metri cubi sono aumentate di 5,22 miliardi di metri cubi (+37,5%) per il contributo di Distrigas. Al netto di tale effetto le vendite sono diminuite del 4,6% essenzialmente per minori volumi agli importatori in Italia (-0,39 miliardi di metri cubi) e per minori vendite Exploration & Production (-0,35 miliardi di metri cubi, pari al 19%) in particolare in Europa. In aumento le vendite sui mercati *target* del resto d'Europa (+0,15 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%), in particolare Francia (+0,35 miliardi di metri cubi) per le azioni commerciali in atto e Nord Europa (+0,29 miliardi di metri cubi); in flessione le vendite in Penisola Iberica (-0,37 miliardi di metri cubi) e Turchia (-0,29 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di energia elettrica** del primo trimestre 2009 di 7,78 TWh sono diminuite del 4,7% rispetto al primo trimestre 2008 per effetto della congiuntura economica negativa che ha comportato la contrazione della domanda. La flessione ha riguardato principalmente le vendite in borsa.

#### *Business regolati Italia*

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2009 di €469 milioni è diminuito di €115 milioni rispetto al primo trimestre 2008, pari al 19,7%. L'attività Trasporto è stata penalizzata dai minori volumi per effetto della contrazione della domanda gas in Italia (-€32 milioni), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

L'attività di Distribuzione evidenzia un peggioramento (-€82 milioni) dovuto prevalentemente al nuovo impianto tariffario dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha eliminato la componente *commodity* della tariffa attenuando la stagionalità dei risultati del *business*.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €84 milioni (€85 milioni nel primo trimestre 2008).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** del primo trimestre 2009 di 20,29 miliardi di metri cubi sono diminuiti di 4,97 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2008, pari al 19,7%, per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

Nel primo trimestre 2009 nell'ambito dell'attività di **stoccaggio** sono stati erogati circa 6 miliardi di metri cubi con un aumento di 2,5 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

### **Altre misure di performance**

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

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
940	<b>EBITDA proforma adjusted</b>	1.777	1.720	(3,2)
360	Mercato	1.189	1.184	(0,4)
115	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	(3)	175	
369	Business regolati Italia	412	343	(16,7)
211	Trasporto internazionale	176	193	9,7

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'*EBITDA* delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,59% al 31 marzo 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione dell'operazione già deliberata, anche se ancora non avvenuta, di ristrutturazione delle attività regolate Italia che prevede la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,59%).

Ai soli fini della determinazione dell'*EBITDA* proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi alle vendite previste di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti *reporting period* confluisce nell'*EBITDA* proforma *adjusted*.

Tale rettifica dell'*EBITDA* proforma *adjusted*, non prevista dagli IFRS, intende correlare ai relativi ricavi gli effetti dei derivati su *commodity* non di copertura posti in essere per gestire il rischio economico derivante dalle vendite di gas ed energia elettrica a prezzo fisso in euro che espongono l'impresa alla variabilità dei costi di approvvigionamento della materia prima il cui *trend* è legato all'andamento dei parametri energetici di riferimento e del cambio euro/dollaro nei mesi antecedenti a quello della vendita.

Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA 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

IV trim. 2008	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		
			2008	2009	Var. %
<b>6.949</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>10.980</b>	<b>6.386</b>	<b>(41,8)</b>
<b>(2.192)</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>215</b>	<b>240</b>	<b>11,6</b>
2.233	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(207)	(209)	
203	Esclusione <i>special item</i> :		4	24	
48	- oneri ambientali		6	7	
149	- svalutazioni			6	
3	- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)	
13	- oneri per incentivazione all'esodo		2	5	
(10)	- componente valutativa dei derivati su commodity		(1)	7	
	- altro		(3)		
<b>244</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>12</b>	<b>55</b>	<b>..</b>
1	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>				
63	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		62	35	
(88)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(21)	(22)	
28,6	Tax rate (%)		28,4	24,4	
<b>220</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>53</b>	<b>68</b>	<b>28,3</b>
<b>422</b>	<b>Investimenti</b>		<b>149</b>	<b>85</b>	<b>(43,0)</b>
	<b>Margine di raffinazione</b>				
7,72	Brent	(\$/bbl)	3,81	5,34	40,2
5,86	Brent	(€/bbl)	2,54	4,10	61,4
9,61	Brent/Ural	(\$/bbl)	6,04	6,28	4,0
	<b>Lavorazioni e vendite</b>	(milioni di tonnellate)			
<b>6,19</b>	<b>Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute</b>		<b>6,35</b>	<b>5,72</b>	<b>(9,9)</b>
7,73	Lavorazioni in conto proprio in Italia		7,52	7,05	(6,3)
1,34	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		1,43	1,28	(10,5)
<b>9,07</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero</b>		<b>8,95</b>	<b>8,33</b>	<b>(6,9)</b>
2,29	Rete Italia		2,06	2,10	1,9
0,77	Rete resto d'Europa		0,79	0,69	(12,7)
<b>3,06</b>	<b>Rete Europa</b>		<b>2,85</b>	<b>2,79</b>	<b>(2,1)</b>
2,89	Extrarete Italia		2,56	2,41	(5,9)
0,95	Extrarete resto d'Europa		0,90	0,91	1,1
<b>3,84</b>	<b>Extrarete Europa</b>		<b>3,46</b>	<b>3,32</b>	<b>(4,0)</b>
0,18	Extrarete altro estero		0,14	0,09	(35,7)
5,03	Altre vendite		4,64	4,77	2,8
<b>12,11</b>	<b>Totale vendite</b>		<b>11,09</b>	<b>10,97</b>	<b>(1,1)</b>
	Penisola Iberica		0,51		..
<b>12,11</b>	<b>TOTALE</b>		<b>11,60</b>	<b>10,97</b>	<b>(5,4)</b>
	<b>Vendite per area geografica</b>				
7,52	Italia		7,59	6,18	(18,6)
1,72	Resto d'Europa		2,20	1,60	(27,3)
2,87	Altro estero		1,81	3,19	76,2

(a) Escludono gli *special item*.

### Risultati

Nel primo trimestre 2009 il settore Refining & Marketing ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €55 milioni con un aumento di €43 milioni rispetto al primo trimestre 2008 per effetto essenzialmente del deprezzamento dell'euro sul dollaro, nonché dei minori costi di approvvigionamento delle *utility*. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione dei volumi lavorati. Le attività commerciali hanno registrato risultati stabili per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia in presenza della flessione dei margini e del calo della domanda di prodotti che ha penalizzato i volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa).

Gli **special item** del trimestre (€24 milioni) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente oneri ambientali, oneri per incentivazione all'esodo e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2009 pari a €68 milioni è aumentato di €15 milioni (+28,3%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa parzialmente assorbito dal peggioramento dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

## **Andamento operativo**

Nel primo trimestre 2009 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 8,33 milioni di tonnellate con una riduzione del 6,9% rispetto al primo trimestre 2008. In Italia la riduzione dei volumi (-6,3%) ha riguardato alcune raffinerie per ottimizzare la lavorazione rispetto all'andamento della domanda di prodotti e per il prolungamento di alcune fermate programmate. All'estero la flessione ha riguardato in particolare gli impianti in Germania per effetto della chiusura e vendita del sito di Ingolstadt nonché del calo della domanda di prodotti.

Escludendo l'impatto della cessione delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-0,51 milioni di tonnellate), le **vendite di prodotti petroliferi** del trimestre (10,97 milioni di tonnellate) sono diminuite di 120 mila tonnellate rispetto al primo trimestre 2008, pari all'1,1%. In controtendenza i volumi commercializzati sulla rete Italia (2,10 milioni di tonnellate; +1,9%) che in presenza di una contrazione della domanda hanno beneficiato delle maggiori vendite in modalità "*l'perself*" e dell'effetto delle campagne promozionali in particolare sulla rete ordinaria, mentre la rete autostradale ha risentito del calo della domanda. La quota di mercato media del trimestre è del 31,5% in aumento di 1,7 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2008.

Le **vendite sulla rete in Italia** (2,10 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 40 mila tonnellate, pari all'1,9%, per effetto delle maggiori vendite di gasolio.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,41 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 150 mila tonnellate, pari al 5,9%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le **vendite sul mercato rete nel resto d'Europa** (circa 690 mila tonnellate) sono diminuite di circa 100 mila tonnellate, pari al 12,7%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Europa Orientale.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** (0,91 milioni di tonnellate) sono aumentate di 10 mila tonnellate essenzialmente in Repubblica Ceca e Slovenia a fronte di una riduzione registrata in Germania e Svizzera.

# Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
24.565	Ricavi della gestione caratteristica	28.313	23.741	(16,1)
258	Altri ricavi e proventi	170	360	..
(20.845)	Costi operativi	(20.359)	(17.973)	11,7
(3.514)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.946)	(2.178)	(11,9)
(156)	Altri proventi e oneri operativi <sup>(a)</sup>	(1)	17	..
<b>308</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>6.177</b>	<b>3.967</b>	<b>(35,8)</b>
(349)	Proventi (oneri) finanziari netti	(99)	(30)	69,7
157	Proventi netti su partecipazioni	529	144	(72,8)
<b>116</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>6.607</b>	<b>4.081</b>	<b>(38,2)</b>
(874)	Imposte sul reddito	(3.012)	(1.971)	34,6
n.s.	Tax rate (%)	45,6	48,3	
(758)	Utile netto	3.595	2.110	(41,3)
	di cui:			
(874)	- utile netto di competenza Eni	3.321	1.904	(42,7)
116	- utile netto di terzi azionisti	274	206	(24,8)
<b>(874)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>3.321</b>	<b>1.904</b>	<b>(42,7)</b>
1.693	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(241)	91	
1.136	Esclusione <i>special item</i>	(39)	(236)	
<b>1.955</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni <sup>(b)</sup></b>	<b>3.041</b>	<b>1.759</b>	<b>(42,2)</b>

(a) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati dei periodi di confronto.

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

## Non-GAAP Measure

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33%.

L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

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

**L'utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli *IFRS*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

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

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

(€ milioni)

Primo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>2.374</b>	<b>1.253</b>	<b>240</b>	<b>(167)</b>	<b>270</b>	<b>(55)</b>	<b>(63)</b>	<b>115</b>	<b>3.967</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		276	(209)	58					125
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		2	7						9
svalutazioni			6			1			7
plusvalenze nette su cessione di asset	(163)		(1)			(1)			(165)
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	5	1			5		16
componente valutativa dei derivati su commodity	(40)	(171)	7	(3)	2				(205)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(201)</b>	<b>(166)</b>	<b>24</b>	<b>(2)</b>	<b>2</b>		<b>5</b>		<b>(338)</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.173</b>	<b>1.363</b>	<b>55</b>	<b>(111)</b>	<b>272</b>	<b>(55)</b>	<b>(58)</b>	<b>115</b>	<b>3.754</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	33	(6)				30	(87)		(30)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(12)	100	35		8				131
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.286)	(469)	(22)	16	(57)		(29)	(43)	(1.890)
Tax rate (%)	58,6	32,2	24,4		20,4				49,0
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>908</b>	<b>988</b>	<b>68</b>	<b>(95)</b>	<b>223</b>	<b>(25)</b>	<b>(174)</b>	<b>72</b>	<b>1.965</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									206
- utile netto adjusted di competenza Eni									<b>1.759</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>1.904</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									91
Esclusione special item									(236)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.759</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>4.269</b>	<b>1.735</b>	<b>215</b>	<b>(32)</b>	<b>214</b>	<b>(47)</b>	<b>(75)</b>	<b>(102)</b>	<b>6.177</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(77)	(207)	(38)					(322)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali			6						6
svalutazioni	36			2		1			39
oneri per incentivazione all'esodo	1	3	2				5		11
componente valutativa dei derivati su commodity	(16)	5	(1)						(12)
altro			(3)						(3)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>21</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>		<b>1</b>	<b>5</b>		<b>41</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.290</b>	<b>1.666</b>	<b>12</b>	<b>(68)</b>	<b>214</b>	<b>(46)</b>	<b>(70)</b>	<b>(102)</b>	<b>5.896</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	19	(5)		1			(114)		(99)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	112	135	62		15				324
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(2.383)	(536)	(21)	2	(64)		62	32	(2.908)
Tax rate (%)	53,9	29,8	28,4		27,9				47,5
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>2.038</b>	<b>1.260</b>	<b>53</b>	<b>(65)</b>	<b>165</b>	<b>(46)</b>	<b>(122)</b>	<b>(70)</b>	<b>3.213</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									172
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>3.041</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>3.321</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(241)
Esclusione special item									(39)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>3.041</b>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>1.987</b>	<b>918</b>	<b>(2.192)</b>	<b>(493)</b>	<b>302</b>	<b>(153)</b>	<b>(362)</b>	<b>301</b>	<b>308</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(153)	2.233	268					2.348
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		(2)	48			73	120		239
svalutazioni	646	1	149	106		2			904
plusvalenze nette su cessione di asset	4	5	3		(4)	(1)			7
accantonamenti a fondo rischi						(16)			(16)
oneri per incentivazione all'esodo	2	12	13	7		2	14		50
componente valutativa dei derivati su commodity	77	(98)	(10)				49		18
altro	5					2	75		82
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>734</b>	<b>(82)</b>	<b>203</b>	<b>113</b>	<b>(4)</b>	<b>62</b>	<b>258</b>		<b>1.284</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.721</b>	<b>683</b>	<b>244</b>	<b>(112)</b>	<b>298</b>	<b>(91)</b>	<b>(104)</b>	<b>301</b>	<b>3.940</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	23	(3)	1	1	1	(27)	(345)		(349)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	139	88	63	(11)	13	1			293
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.494)	(246)	(88)	18	(99)		208	(112)	(1.813)
Tax rate (%)	51,8	32,0	28,6		31,7				46,7
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.389</b>	<b>522</b>	<b>220</b>	<b>(104)</b>	<b>213</b>	<b>(117)</b>	<b>(241)</b>	<b>189</b>	<b>2.071</b>
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									116
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.955</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>(874)</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									1.693
Esclusione special item									1.136
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>1.955</b>

(a) I valori escludono gli special item.

## Analisi degli *special item*

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.	
		2008	2009
	<b>Special item dell'utile operativo:</b>		
904	svalutazioni	39	7
239	oneri ambientali	6	9
7	plusvalenze nette su cessione di asset		(165)
(16)	accantonamenti a fondo rischi		
50	oneri per incentivazione all'esodo	11	16
18	componente valutativa dei derivati su commodity	(12)	(205)
82	altro	(3)	
<b>1.284</b>		<b>41</b>	<b>(338)</b>
(52)	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(185)</b>	<b>(10)</b>
	<i>di cui:</i>		
	- plusvalenza per cessione della partecipazione in GTT (Gaztransport et Technigaz sas)	(185)	
(96)	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>3</b>	<b>112</b>
	<i>di cui:</i>		
286	- effetti ex DL. n. 112 del 25 giugno 2008 su fiscalità di magazzino		
(377)	- fiscalità su <i>special item</i> dell'utile operativo	3	112
(5)	- altri		
<b>1.136</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>(141)</b>	<b>(236)</b>
	<i>di cui:</i>		
	- quota degli <i>special item</i> di competenza di terzi azionisti	(102)	
<b>1.136</b>	<b>- quota degli <i>special item</i> di competenza Eni</b>	<b>(39)</b>	<b>(236)</b>

## Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
2.721	Exploration & Production	4.290	2.173	(49,3)
683	Gas & Power	1.666	1.363	(18,2)
244	Refining & Marketing	12	55	..
(112)	Petrochimica	(68)	(111)	(63,2)
298	Ingegneria & Costruzioni	214	272	27,1
(91)	Altre attività	(46)	(55)	(19,6)
(104)	Corporate e società finanziarie	(70)	(58)	17,1
301	Effetto eliminazione utili interni	(102)	115	
<b>3.940</b>		<b>5.896</b>	<b>3.754</b>	<b>(36,3)</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
6.506	Exploration & Production	8.686	6.145	(29,3)
12.713	Gas & Power	9.950	11.849	19,1
6.949	Refining & Marketing	10.980	6.386	(41,8)
1.042	Petrolchimica	1.760	878	(50,1)
2.524	Ingegneria & Costruzioni	2.051	2.415	17,7
41	Altre attività	51	26	(49,0)
374	Corporate e società finanziarie	301	309	2,7
12	Effetto eliminazione utili interni		(14)	
(5.596)	Elisioni di consolidamento	(5.466)	(4.253)	
<b>24.565</b>		<b>28.313</b>	<b>23.741</b>	<b>(16,1)</b>

## Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
19.761	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.418	16.983	(12,5)
531	di cui: <i>altri special item</i>	39		
1.084	Costo lavoro	941	990	5,2
50	di cui: <i>incentivi per esodi agevolati</i>	11	16	
<b>20.845</b>		<b>20.359</b>	<b>17.973</b>	<b>(11,7)</b>

## Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
2.140	Exploration & Production	1.525	1.686	10,6
244	Gas & Power	183	240	31,1
110	Refining & Marketing	112	99	(11,6)
35	Petrolchimica	32	24	(25,0)
87	Ingegneria & Costruzioni	75	107	42,7
	Altre attività	2		
22	Corporate e società finanziarie	17	19	11,8
(4)	Effetto eliminazione utili interni	(3)	(4)	
<b>2.634</b>	<b>Ammortamenti</b>	<b>1.943</b>	<b>2.171</b>	<b>11,7</b>
<b>880</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	
<b>3.514</b>		<b>1.946</b>	<b>2.178</b>	<b>11,9</b>

## Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(18)	100	23	8	113
Dividendi	2		15		17
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				10	10
Altri proventi netti	4				4
	<b>(12)</b>	<b>100</b>	<b>38</b>	<b>18</b>	<b>144</b>

## Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2008	I trim.		
	2008	2009	Var. ass.
<b>Utile ante imposte</b>			
(2.360) Italia	2.031	1.595	(436)
2.476 Estero	4.576	2.486	(2.090)
<b>116</b>	<b>6.607</b>	<b>4.081</b>	<b>(2.526)</b>
<b>Imposte sul reddito</b>			
(461) Italia	642	666	24
1.335 Estero	2.370	1.305	(1.065)
<b>874</b>	<b>3.012</b>	<b>1.971</b>	<b>(1.041)</b>
<b>Tax rate (%)</b>			
19,5 Italia	31,6	41,8	10,2
53,9 Estero	51,8	52,5	0,7
<b>n.s.</b>	<b>45,6</b>	<b>48,3</b>	<b>2,7</b>

## Stato patrimoniale riclassificato

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

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31.12.2008	31.03.2009	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	59.155	61.588	2.433
Altre immobilizzazioni			
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.444	248
Attività immateriali	7.715	8.487	772
Partecipazioni	5.881	6.015	134
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.275	56
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(787)	(630)	157
	<b>74.379</b>	<b>78.179</b>	<b>3.800</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	6.082	4.533	(1.549)
Crediti commerciali	16.444	16.723	279
Debiti commerciali	(12.590)	(11.563)	1.027
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.281)	(6.933)	(1.652)
Fondi per rischi e oneri	(9.573)	(9.516)	57
Altre attività (passività) d'esercizio:			
Partecipazioni	2.741	3.034	293
Altre attività (passività) <sup>(a)</sup>	(4.437)	(5.041)	(604)
	<b>(6.614)</b>	<b>(8.763)</b>	<b>(2.149)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(947)</b>	<b>(950)</b>	<b>(3)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto</b>	<b>68</b>	<b>68</b>	
<b>Capitale investito netto</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>1.648</b>
<b>Patrimonio netto</b>			
di competenza: - Eni	44.436	48.919	4.483
- terzi azionisti	4.074	3.087	(987)
	<b>48.510</b>	<b>52.006</b>	<b>3.496</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>16.528</b>	<b>(1.848)</b>
<b>Coperture</b>	<b>66.886</b>	<b>68.534</b>	<b>1.648</b>

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €404 milioni (€410 milioni al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €381 milioni (€302 milioni al 31 dicembre 2008).

## Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "Leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria.

(€ milioni)

	31.12.2008	31.03.2009	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	18.800	(2.037)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.908	5.536	(1.372)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	13.929	13.264	(665)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	(1.845)	94
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	(116)	69
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	(311)	26
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>18.376</b>	<b>16.528</b>	<b>(1.848)</b>
<b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b>	<b>48.510</b>	<b>52.006</b>	<b>3.496</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,38</b>	<b>0,32</b>	<b>(0,06)</b>

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2009

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2009 <sup>(a)</sup>
Eni SpA	525
Eni Coordination Center SA	179
Eni Lasmo Plc	159
	<b>863</b>

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

## Prestiti obbligazionari emessi nel primo trimestre 2009 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 marzo 2009 <sup>(a)</sup> (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.500	euro	1.500	2016	fisso	5,00
			<b>1.500</b>			

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

## Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008</b>	<b>48.510</b>
Utile netto	2.110
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da <i>cash flow hedge</i>	19
Eliminazione <i>put option</i> riconosciuta a Distrigas	1.495
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.117)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.120
Altre variazioni	(131)
<b>Totale variazioni</b>	<b>3.496</b>
<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 marzo 2009</b>	<b>52.006</b>
di competenza:	
- Eni	48.919
- terzi azionisti	3.087

## 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% prevista dalla normativa fiscale italiana. 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 <b>31 marzo 2009</b>	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>6.760</b>	<b>2.381</b>	<b>535</b>	<b>9.543</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	<b>247</b>
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	<b>6.760</b>	<b>2.381</b>	<b>535</b>	<b>9.790</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	24.111	21.386	8.038	60.205
- a fine periodo	33.667	22.255	8.030	69.589
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>28.889</b>	<b>21.821</b>	<b>8.034</b>	<b>64.897</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>23,4</b>	<b>10,9</b>	<b>6,7</b>	<b>15,1</b>

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il <b>31 dicembre 2008</b>	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>7.890</b>	<b>2.653</b>	<b>520</b>	<b>10.791</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	<b>335</b>
<b>Utile netto <i>adjusted unlevered</i></b>	<b>7.890</b>	<b>2.653</b>	<b>520</b>	<b>11.126</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- ad inizio periodo	23.826	21.333	7.675	59.194
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	67.609
<b>Capitale investito netto medio <i>adjusted</i></b>	<b>27.094</b>	<b>21.803</b>	<b>7.968</b>	<b>63.402</b>
<b>ROACE <i>adjusted</i> (%)</b>	<b>29,1</b>	<b>12,2</b>	<b>6,5</b>	<b>17,5</b>

# Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

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

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. ass.
(758)	<b>Utile netto</b>	<b>3.595</b>	<b>2.110</b>	<b>(1.485)</b>
	<i>a rettifica:</i>			
5.428	- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.744	2.078	334
(16)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(195)	(157)	38
531	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	2.966	1.886	(1.080)
<b>5.185</b>	<b>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</b>	<b>8.110</b>	<b>5.917</b>	<b>(2.193)</b>
3.492	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.253)	1.167	2.420
(2.559)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2.098)	(1.641)	457
<b>6.118</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>4.759</b>	<b>5.443</b>	<b>684</b>
(4.691)	Investimenti tecnici	(3.118)	(3.147)	(29)
(1.943)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.784)	(2.039)	(255)
415	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	328	182	(146)
(280)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	324	1.745	1.421
<b>(381)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>509</b>	<b>2.184</b>	<b>1.675</b>
568	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(629)	102	731
(449)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	687	(2.380)	(3.067)
(95)	Flusso di cassa del capitale proprio	(199)	(2)	197
(34)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(141)	2	143
<b>(391)</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>227</b>	<b>(94)</b>	<b>(321)</b>

## VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. ass.
<b>(381)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>509</b>	<b>2.184</b>	<b>1.675</b>
(353)	Debiti e crediti finanziari società acquisite			
216	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
60	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	426	(334)	(760)
(95)	Flusso di cassa del capitale proprio	(199)	(2)	197
<b>(553)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>736</b>	<b>1.848</b>	<b>1.112</b>

## INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.		
		2008	2009	Var. %
2.916	Exploration & Production	2.083	2.148	3,1
656	Gas & Power	450	390	(13,3)
422	Refining & Marketing	149	85	(43,0)
92	Petrochimica	20	9	(55,0)
570	Ingegneria & Costruzioni	421	495	17,6
22	Altre attività	3	6	..
39	Corporate e società finanziarie	10	10	
(26)	Elisioni di consolidamento	(18)	4	
<b>4.691</b>		<b>3.118</b>	<b>3.147</b>	<b>0,9</b>

Gli **investimenti tecnici** di €3.147 milioni (€3.118 milioni nel primo trimestre 2008) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.744 milioni), in particolare in Egitto, Kazakhstan, Stati Uniti, Italia, Nigeria e Angola e le attività di ricerca esplorativa (€380 milioni), con investimenti concentrati per il 95% all'estero, in particolare in Libia, Stati Uniti, Egitto e Indonesia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€237 milioni) e di distribuzione del gas (€65 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€48 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€23 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€495 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

# Investimenti tecnici per settore

## EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.	
		2008	2009
219	<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>	324	9
22	Africa Settentrionale	324	6
197	Africa Occidentale		
	Resto del mondo		3
603	<b>Esplorazione</b>	528	380
26	Italia	22	21
134	Africa Settentrionale	123	113
255	Africa Occidentale	93	74
34	Mare del Nord	84	24
7	Area Caspio	4	8
147	Resto del mondo	202	140
2.055	<b>Sviluppo</b>	1.219	1.744
174	Italia	118	174
397	Africa Settentrionale	272	378
522	Africa Occidentale	306	387
144	Mare del Nord	89	122
259	Area Caspio	211	243
559	Resto del mondo	223	440
39	<b>Altro</b>	12	15
2.916		2.083	2.148

## GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.	
		2008	2009
582	Italia	414	371
74	Estero	36	19
656		450	390
68	<b>Mercato e generazione elettrica</b>	32	24
25	- Mercato	9	10
	Italia	1	
25	Estero	8	10
43	- Generazione elettrica	23	14
539	<b>Business regolati Italia</b>	390	357
324	- Trasporto	319	237
99	- Distribuzione	32	65
116	- Stoccaggio	39	55
49	<b>Trasporto internazionale</b>	28	9
656		450	390

## REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2008		I trim.	
		2008	2009
364	Italia	140	77
58	Estero	9	8
422		149	85
259	<b>Raffinazione, supply e logistica</b>	113	48
259	Italia	113	48
157	<b>Marketing</b>	28	26
99	Italia	19	18
58	Estero	9	8
6	<b>Altre Attività</b>	8	11
422		149	85

# Exploration & Production

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008			I trim.	
			2008	2009
<b>1.854</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a)(b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.796</b>	<b>1.779</b>
190	Italia		206	174
635	Africa Settentrionale		626	595
356	Africa Occidentale		325	330
244	Mare del Nord		236	242
128	Area del Caspio		138	132
301	Resto del mondo		265	306
<b>163,2</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	<b>157,0</b>	<b>154,2</b>

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008			I trim.	
			2008	2009
<b>1.079</b>	<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	<b>1.012</b>	<b>1.013</b>
65	Italia		72	55
314	Africa Settentrionale		333	304
314	Africa Occidentale		280	294
142	Mare del Nord		141	139
83	Area del Caspio		89	84
161	Resto del mondo		97	137

## PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008			I trim.	
			2008	2009
<b>126</b>	<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a)(b)</sup>	(milioni di metri cubi/giorno)	<b>128</b>	<b>125</b>
20	Italia		22	19
52	Africa Settentrionale		48	47
7	Africa Occidentale		7	6
17	Mare del Nord		16	17
7	Area del Caspio		8	8
23	Resto del mondo		27	28

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,2 e 8,0 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2009 e 2008, rispettivamente e 8,0 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2008).

## Petrolchimica

(migliaia di tonnellate)

<u>IV trim.</u> <u>2008</u>		<u>I trim.</u>	
		<u>2008</u>	<u>2009</u>
	<b>Vendite</b>		
234	Olefine	417	305
93	Aromatici	124	75
52	Intermedi	218	94
165	Stirenici	142	121
81	Elastomeri	120	78
250	Polietileni	353	329
<u>875</u>		<u>1.374</u>	<u>1.002</u>
<u>1.351</u>	<b>Produzioni</b>	<u>2.157</u>	<u>1.540</u>

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

<u>IV trim.</u> <u>2008</u>		<u>I trim.</u>	
		<u>2008</u>	<u>2009</u>
	<b>Ordini acquisiti</b>		
692	<i>Offshore</i>	1.581	561
1.804	<i>Onshore</i>	464	1.621
	Perforazioni mare	131	316
401	Perforazioni terra	79	20
<u>2.897</u>		<u>2.255</u>	<u>2.518</u>

(€ milioni)

	<u>31.12.2008</u>	<u>31.03.2009</u>
<b>Portafoglio ordini</b>	<b>19.105</b>	<b>19.045</b>