



## Eni annuncia i risultati del Quarto Trimestre e del Preconsuntivo 2011

San Donato Milanese, 15 febbraio 2012 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2011 (non sottoposti a revisione contabile).

### Highlight finanziari

- Utile operativo adjusted: €17,97 miliardi nel 2011 (+4%); €4,26 miliardi nel trimestre (-10%)
- Utile netto adjusted: €6,97 miliardi nel 2011 (+2%); €1,54 miliardi nel trimestre (-10%)
- Utile netto: €6,89 miliardi nel 2011 (+9%); €1,32 miliardi nel trimestre (+141%)
- Cash flow: €14,39 miliardi nel 2011; €3,19 miliardi nel trimestre
- Dividendo proposto: €1,04 per azione di cui €0,52 già distribuiti come acconto

### Highlight operativi

- Libia: ripristinato a oggi l'80% della produzione Eni; pieno regime previsto nel secondo semestre 2012
- Produzione di idrocarburi a 1,68 milioni di boe/giorno -14% nel trimestre (-13% nell'anno): produzione invariata escludendo gli effetti prezzo e forza maggiore in Libia
- Stima preliminare delle riserve certe a fine anno: 7,09 miliardi di barili con il riferimento Brent a \$111/barile. Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve 142%
- Vendite di gas: -11% a 25,5 miliardi di metri cubi nel trimestre (invariate su base annua)
- Scoperta giant in Mozambico: superata ogni aspettativa; nuove opportunità di crescita nel mercato del gas
- Sancito il piano di sviluppo del giacimento a gas Perla in Venezuela
- Rafforzato il portafoglio esplorativo nel Mare di Barents, Angola, Indonesia e Australia con nuove scoperte e asset ad elevato potenziale

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“ Il 2011 è stato per Eni un anno di grandi successi esplorativi. La grande scoperta di Mamba in Mozambico apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti. Abbiamo anche rafforzato la nostra presenza in aree ad alto potenziale produttivo, quali il Mare di Barents, l'Angola e il Sud-Est Pacifico. Il ripristino della produzione in Libia in tempi record ha limitato l'impatto della Rivoluzione sui risultati del 2011. La difficile situazione congiunturale in Italia e in Europa ha impattato i nostri risultati in Gas & Power, Refining & Marketing e nella petrolchimica. Nonostante ciò Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore per gli azionisti nel lungo termine.”

## Highlight finanziari

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	Esercizio		
						2010	2011	Var. %
2.875	4.504	3.534	22,9	Utile operativo		16.111	17.486	8,5
4.739	4.613	4.259	(10,1)	Utile operativo adjusted <sup>(a)</sup>		17.304	17.974	3,9
<b>548</b>	<b>1.770</b>	<b>1.320</b>	<b>140,9</b>	<b>Utile netto <sup>(b)</sup></b>		<b>6.318</b>	<b>6.891</b>	<b>9,1</b>
0,15	0,49	0,36	140,0	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,74	1,90	9,2
0,41	1,38	0,97	136,6	- per ADR (\$) <sup>(c) (d)</sup>		4,62	5,29	14,5
<b>1.702</b>	<b>1.795</b>	<b>1.540</b>	<b>(9,5)</b>	<b>Utile netto adjusted <sup>(a) (b)</sup></b>		<b>6.869</b>	<b>6.969</b>	<b>1,5</b>
0,47	0,50	0,43	(8,5)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,90	1,92	1,1
<b>1,28</b>	<b>1,41</b>	<b>1,16</b>	<b>(9,4)</b>	- per ADR (\$) <sup>(c) (d)</sup>		<b>5,04</b>	<b>5,35</b>	<b>6,2</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. 26.

(b) Utile di competenza Eni.

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

### Utile operativo adjusted

Nel quarto trimestre 2011 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4,26 miliardi con una flessione del 10,1% rispetto al quarto trimestre 2010. La performance del Gruppo è stata penalizzata dalle perdite operative registrate nei settori downstream a causa di un quadro economico recessivo, attenuate dalla solida redditività della divisione Exploration & Production (+4,3%) sostenuta dalla crescita del prezzo del petrolio e dallo sforzo che ha portato al recupero della produzione libica. Il netto calo della divisione Gas & Power (-50,5%) è dovuto alla perdita registrata dall'attività Mercato in uno scenario di domanda depressa e forte pressione competitiva che ha compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali benefici.

La divisione Refining & Marketing e la Petrochimica hanno registrato un netto ampliamento delle perdite operative a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera non trasferiti nei prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dalla debolezza della domanda nei rispettivi mercati di sbocco.

Su base annua, Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €17,97 miliardi che rappresenta una crescita del 3,9% rispetto al 2010 sostenuta dall'ottima performance della divisione Exploration & Production, attenuata dal peggioramento della gestione degli altri settori di business e dal prolungarsi delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approvvigionamento.

### Utile netto adjusted

Nel quarto trimestre 2011 l'utile netto adjusted è stato di €1,54 miliardi con una riduzione del 9,5% rispetto al quarto trimestre 2010. La riduzione riflette il peggioramento della performance operativa e l'incremento di 2 punti percentuali del tax rate consolidato dovuto alla maggiore incidenza dell'imponibile generato dal settore Exploration & Production e al mutato regime fiscale delle imprese italiane varato con la manovra finanziaria estiva che ha stabilito l'aumento di 4 punti percentuali (al 10,5%) della maggiorazione IRES sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) e l'estensione dell'ambito di applicazione della stessa Robin Tax alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei risultati delle società valutate all'equity a al costo (+€250 milioni).

In aumento dell'1,5% l'utile netto adjusted dell'intero 2011 (a €6,97 miliardi). Il contributo positivo della performance operativa è stato attenuato dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€433 milioni) e dall'incremento del tax rate consolidato di circa 2 punti percentuali.

### Investimenti tecnici

Nel quarto trimestre 2011 gli investimenti tecnici di €3,89 miliardi (€13,44 miliardi nel 2011) 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. Nell'anno sono stati sostenuti €0,36 miliardi di investimenti finanziari.

### Cash flow

Nel quarto trimestre 2011 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €3.189 milioni (€14.394 milioni nell'anno) e ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (€654 milioni nel quarto trimestre; €500 milioni nell'anno). Il flusso di cassa delle dismissioni è stato di €1.577 milioni (€1.911 milioni nell'anno) e ha riguardato principalmente la cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia. Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici del periodo di €3.894 milioni (€13.438 milioni nell'anno) e, nell'intero esercizio, a investimenti finanziari e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.695 milioni che comprende il saldo dividendo 2010 e l'acconto 2011) e agli azionisti di minoranza di

altre società consolidate (€549 milioni). Al 31 dicembre 2011 l'indebitamento finanziario netto<sup>1</sup> ammonta a €28.032 milioni, che rappresenta una flessione di €241 milioni rispetto al 30 settembre 2011 e un incremento di €1.913 milioni rispetto al 31 dicembre 2010.

## Indici di performance finanziaria

Il leverage<sup>2</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Il ROACE<sup>3</sup> calcolato su base adjusted al 31 dicembre 2011 è del 9,9% (10,7% al 31 dicembre 2010).

## Dividendo 2011

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,04 per azione<sup>3</sup> (€1,00 nel 2010) di cui €0,52 distribuiti nel settembre 2011 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,52 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2012 con stacco cedola il 21 maggio 2012.

## Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Esercizio		
					2010	2011	Var. %
<b>1.954</b>	<b>1.473</b>	<b>1.678</b>	<b>(14,1)</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> (migliaia di boe/giorno)	<b>1.815</b>	<b>1.581</b>	<b>(12,9)</b>
1.049	793	896	(14,6)	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	997	845	(15,2)
142	107	123	(13,4)	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	129	116	(10,1)
<b>28,76</b>	<b>17,96</b>	<b>25,47</b>	<b>(11,4)</b>	<b>Vendite gas mondo</b> (miliardi di metri cubi)	<b>97,06</b>	<b>96,76</b>	<b>(0,3)</b>
<b>10,23</b>	<b>9,55</b>	<b>11,39</b>	<b>11,3</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b> (terawattora)	<b>39,54</b>	<b>40,28</b>	<b>1,9</b>
				<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b> (milioni di tonnellate)	<b>11,73</b>	<b>11,37</b>	<b>(3,1)</b>
<b>2,92</b>	<b>3,03</b>	<b>2,80</b>	<b>(4,1)</b>				

## Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2011 la produzione d'idrocarburi di 1,678 milioni di boe/giorno ha evidenziato una flessione del 14,1% rispetto al quarto trimestre 2010 (-12,9% la variazione annua rispetto al 2010) a causa del ridotto contributo delle attività Eni in Libia, penalizzate dal blocco pressoché totale degli impianti e installazioni e dalla chiusura del gasdotto GreenStream durante la fase acuta della crisi interna del Paese (circa sei mesi). Lo sforzo straordinario operato nell'ultima parte dell'anno per ripristinare le produzioni e riavviare il GreenStream ha consentito di riportare il livello delle produzioni in Libia intorno a 160 mila boe/giorno nel quarto trimestre, dal livello di circa 50 mila boe/giorno consuntivato nel terzo trimestre, attenuando l'impatto degli eventi di forza maggiore. La performance 2011 è stata penalizzata anche dai minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -20 mila boe/giorno nel trimestre (circa -30 mila boe/giorno nell'anno). Escludendo tali effetti negativi, la produzione del trimestre e dell'anno presenta un profilo stabile. Il ramp-up dei giacimenti avviati nel 2010 e gli avvii dell'anno, in particolare nel trimestre in Italia e Australia, hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e i minori volumi dovuti alle fermate programmate, in particolare nel trimestre nel Regno Unito e Kazakistan.

## Gas & Power

Nel quarto trimestre 2011 le vendite di gas di 25,47 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione dell'11,4% rispetto al quarto trimestre 2010 a causa della debolezza della domanda e della crescente pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta. I volumi venduti nel mercato domestico sono diminuiti dell'11,8% in tutti i segmenti, con le flessioni più rilevanti nel termoelettrico, penalizzato anche dalla maggiore competitività delle fonti rinnovabili e del carbone rispetto al gas, e nei segmenti grossista, PMI, terziario e residenziale che hanno risentito di condizioni climatiche atipiche. Le vendite nei mercati europei sono scese del 6% a causa della pressione competitiva e delle condizioni climatiche negative in particolare nel Benelux (-44%), in Ungheria (-12%) e in Francia (-11%), in parte compensate dalla crescita in Turchia e Germania/Austria. In sensibile contrazione anche i ritiri degli importatori in Italia (-76%) a causa della forza maggiore sul gas libico, cessata solo il 20 dicembre 2011.

Su base annua, le vendite di gas (96,76 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con l'anno precedente. In Italia la buona crescita della prima parte dell'anno è stata quasi completamente assorbita dalla perdita di volumi del quarto trimestre. All'estero la flessione delle vendite agli importatori in Italia (-62%) è stata compensata dalla crescita registrata nei principali mercati europei

[1] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 34.

[2] 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. 34 e pag. 35.

[3] Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

[+8%] con Turchia, UK/Nord Europa, Francia, Germania/Austria e Penisola Iberica in aumento e Benelux in forte contrazione a causa della pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista.

In aumento le vendite di GNL nei mercati extra europei in particolare nel Far East e Sud America.

## **Refining & Marketing**

Nel quarto trimestre 2011 i margini di raffinazione si sono attestati su livelli non remunerativi (2,52 dollari/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, -8% rispetto al quarto trimestre 2010) a causa degli elevati costi della materia prima non trasferiti nei prezzi finali dei prodotti, la cui dinamica è stata frenata dai deboli fondamentali dell'industria (domanda stagnante, eccesso di capacità ed elevati livelli delle scorte). I margini realizzati da Eni nello stesso periodo hanno sofferto anche della contrazione del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo, con impatto negativo sulle raffinerie Eni a elevata conversione. L'andamento del margine di raffinazione nell'esercizio 2011 ha risentito delle stesse dinamiche del trimestre.

Nel quarto trimestre 2011 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 6% (-3% su base annua) a causa del calo dei consumi di carburanti; le azioni di marketing hanno consentito di difendere la quota di mercato pari al 30,4% nel quarto trimestre 2011 (30,5% nel 2011). Stabili le vendite nel Resto d'Europa del quarto trimestre 2011 (-3% su base annua).

## **Cambio euro/dollaro USA**

Su base annua i risultati sono stati penalizzati dall'apprezzamento del cambio euro/dollaro (+4,9%).

## **Sviluppi di business**

Il 2011 è stato segnato dalla crisi libica e dalla straordinaria capacità di reazione di Eni che ha ripristinato quasi per intero i livelli produttivi nel Paese partendo da una situazione di blocco totale delle attività industriali all'apice della crisi. Nonostante la portata di tali sviluppi geopolitici, il management ha continuato ad attuare la strategia di crescita di lungo termine, ponendo le basi per una nuova fase di sviluppo di Eni. La scoperta a gas di Mamba, un giacimento dalle enormi proporzioni nell'offshore del Mozambico e il più grande ritrovamento mai effettuato da Eni in qualità di operatore, cambia il profilo del Gruppo assicurando anni di crescita futura e opportunità di investimento e reddito. È stata deliberata la final investment decision del progetto di sviluppo della scoperta giant Perla nell'offshore del blocco Cardon IV nel Golfo del Venezuela. Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine e sono state ottenute diverse decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia. Sono stati definiti accordi strategici in Cina, Algeria e Ucraina su temi non convenzionali e conseguiti numerosi successi esplorativi in aree core quali il Mare di Barents, l'Angola, l'Indonesia, gli USA e il Ghana. Il settore Gas & Power ha consolidato la posizione di leadership nel mercato europeo con l'integrazione di Altergaz in Francia e la recente acquisizione di Nuon Belgium in Belgio che consentono di espandere la presenza nei segmenti residenziale e professionale. La Polimeri Europa con il progetto "chimica verde" di Porto Torres ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative. Il portafoglio è stato razionalizzato con la cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia, oltre al disinvestimento di asset marginali.

## **Quarto trimestre**

### **Aggiornamento situazione Libia**

A seguito della cessazione del conflitto e della progressiva normalizzazione del clima politico e sociale interno, nell'ultima parte del 2011 Eni ha intensificato gli sforzi per il completo ripristino delle attività produttive in Libia e delle esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream facendo leva sulla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC. I principali progressi conseguiti in tale periodo hanno riguardato il riavvio dei giacimenti di petrolio di Wafa e Bu Attifel in settembre, la riapertura del GreenStream e la ripresa delle produzioni di gas destinate all'esportazione di Wafa in ottobre e infine, in novembre, di El Feel, Bouri e della piattaforma Sabratha che opera il giacimento Bahr Essalam nell'offshore di fronte a Tripoli. Sulla base di tali azioni, gli asset Eni erogano alla data corrente circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012. Il 20 dicembre 2011 Eni ha notificato alla controparte libica NOC la cessione dello stato di forza maggiore dichiarato nell'aprile 2011.

## **Karachaganak**

Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno firmato un accordo vincolante con la Repubblica del Kazakistan per la chiusura di tutti i contenziosi contrattuali e fiscali in corso e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio si realizzerà attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per il corrispettivo netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni).

Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi).

L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive.

Gli effetti economici e sugli entitlement di riserve e produzioni saranno rilevati nell'esercizio 2012 al perfezionarsi dell'operazione.

## **Indonesia**

Nel novembre 2011 sono stati assegnati a Eni due contratti esplorativi su temi a gas entrambi con il ruolo di operatore: i) il blocco Arguni I al 100% situato offshore e onshore nel bacino di Bintuni, nelle vicinanze di un terminale di liquefazione; ii) il blocco North Ganai, in consorzio con altre compagnie internazionali, situato nell'offshore indonesiano nei pressi delle importanti scoperte di Jangkrik e del terminale di liquefazione di Bontang.

## **Australia**

Nel novembre 2011 Eni ha acquisito la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

## **Venezuela**

Nel dicembre 2011 Eni e il partner Repsol (50%-50%) hanno firmato con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA un Gas Sale Agreement per lo sfruttamento commerciale della scoperta a gas super-giant di Perla con volumi in place di oltre 450 miliardi di metri cubi. Il piano di sviluppo prevede tre fasi con la produzione fino al 2036 di circa 246 miliardi di metri cubi e un erogato di picco pari a 34 milioni di metri cubi/giorno. Il gas sarà destinato alla domanda interna e in parte esportato. Gli investimenti riguardanti la prima fase di sviluppo sono stimati in \$1,4 miliardi al 100%. La compagnia di Stato PDVSA ha il diritto di acquisire il 35% del progetto di sviluppo attraverso la riduzione proporzionale della quota dei due partner internazionali.

## **Angola**

Nel dicembre 2011 Eni e le Autorità angolane hanno firmato il Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 35 nell'offshore angolano in un bacino di grande interesse minerario. Inoltre, sono stati firmati accordi di cooperazione con la compagnia di Stato Sonangol per la realizzazione di iniziative minerarie congiunte, l'esecuzione di un progetto pilota food & biodiesel e di progetti di sviluppo relativi a gas non associato nel Blocco 15/06, nonché un protocollo d'intesa per la costruzione di una nuova raffineria.

## **Belgio**

Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio, per un esborso pari a €214 milioni.

## **Anno 2011**

### **Mozambico**

Sono in corso intense attività di accertamento del potenziale della scoperta giant a gas di Mamba South 1 nell'Area 4 (Eni 70% operatore), situata nel bacino di Rovuma, nell'offshore settentrionale del Paese. Il pozzo esplorativo ha incontrato in due fasi successive un accumulo di gas che si stima possa contenere un potenziale fino a 637,5 miliardi di metri cubi di volumi in place. Sulla base di tali risultati, il bacino di Rovuma si configura come una nuova provincia a gas mondiale e la scoperta come la più importante mai realizzata da Eni come operatore. Il potenziale dell'area di scoperta di Mamba è stato ampliato dalla scoperta Mamba North 1 all'inizio del 2012, che ha rinvenuto un potenziale minerario addizionale di 212,5 miliardi di metri cubi. Si stima che il volume totale di gas in place si attesti a circa 850 miliardi di metri cubi.

### **Algeria**

Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali nel Paese, in particolare di risorse di shale gas.

## Cina

Nel gennaio 2011 Eni e PetroChina hanno firmato un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero.

## Ucraina

Nell'aprile 2011 Eni e la società Cadogan Petroleum Plc hanno definito i termini per l'acquisizione da parte Eni di un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.

## Australia

Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre, è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la Final Investment Decision (FID).

## Chimica verde

Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti petrolchimici biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produttiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa €1,2 miliardi che sarà sostenuto in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

## Attività esplorativa

Nel 2011 oltre alla scoperta di Mamba si segnalano i seguenti successi esplorativi:

- (i) Norvegia, nella licenza PL 532 (Eni 30%) con le scoperte a gas e olio di Skrugard e di Havis, con volumi recuperabili stimati in circa 500 milioni di barili al 100% consentendo di realizzare un piano di sviluppo in via accelerata ed efficiente;
- (ii) Angola, nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore): (i) con i pozzi di scoperta Mukuvo-1 e di appraisal Cinguvu-2 e Cabaça South East 3 tutti mineralizzati a petrolio. Le scoperte saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, e East Hub; (ii) con la scoperta a gas e condensati di Lira. Inoltre, nel Blocco 2 (Eni 20%) nell'ambito del Progetto Gas, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la perforazione dei pozzi di appraisal Garoupa-2 e Garoupa Norte 1 mineralizzati a gas e condensati;
- (iii) Indonesia, con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est situato nel blocco offshore di Muara Bakau (Eni operatore 55%);
- (iv) Stati Uniti, con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%) nel Golfo del Messico;
- (v) Ghana, con il pozzo di appraisal Sankofa-2 e la scoperta di Gye Nyame entrambi mineralizzati a gas e condensati, nella licenza offshore di Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%). Sono in corso di studio possibili sinergie di sviluppo;
- (vi) Venezuela, con i pozzi di appraisal Perla 4 e 5 nel Blocco Cardon IV (Eni 50%) che hanno consentito di incrementare il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in place al 100%.

## Avvii produttivi

In linea con i piani produttivi sono stati avviati i seguenti principali giacimenti:

- (i) Denise B (Eni 50%) nel Delta del Nilo in Egitto, con circa 7 mila boe/giorno e produzione di picco di circa 14 mila boe/giorno in quota Eni attesa nel 2012;
- (ii) Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Leste e l'Australia, con una produzione iniziale di circa 3 mila barili/giorno in quota Eni. La produzione del campo Kitan è realizzata attraverso il completamento di pozzi situati nelle acque profonde collegati ad un impianto FPSO (Floating Production Storage and Offloading) in grado di raggiungere il picco produttivo di circa 11 mila barili/giorno nel 2012;
- (iii) Capparuccia (Eni 95%) e Guendalina (Eni 80%) in Italia, con start-up produttivo pari a circa 3 mila boe/giorno in quota Eni;
- (iv) Libondo (Eni 35%) nell'offshore del Congo, con una produzione iniziale di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni;
- (v) Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%) nell'offshore dell'Alaska, con circa 5 mila barili/giorno. Il picco produttivo è stimato in circa 21 mila barili/giorno;
- (vi) Appaloosa (Eni 100%) nel Golfo del Messico, con una produzione pari a circa 4 mila barili/giorno.

## Evoluzione prevedibile della gestione

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2012-2015 saranno l'oggetto della strategy presentation programmata per il 15 marzo p.v.

L'outlook 2012 è caratterizzato dai segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati. I prezzi del petrolio resteranno sostenuti dalla robustezza della domanda proveniente da Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, in parte attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 90 \$/barile. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa debole, penalizzata dallo scarso dinamismo dell'attività produttiva e dalla competizione delle fonti rinnovabili, mentre l'offerta di gas rimane abbondante. In tale scenario la forte pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Il management prevede il permanere di una situazione depressa per il settore europeo della raffinazione. I margini sono attesi su livelli non remunerativi a causa dell'elevato costo della carica, della stagnazione della domanda di carburanti e dell'eccesso di capacità.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello di plateau ante crisi, con piena regimazione nella seconda metà del 2012. Escludendo tale significativo evento, la produzione è attesa su di un trend di crescita, sostenuta dall'attività di sviluppo in Italia e in Iraq e dagli importanti avvisi programmati nelle aree core di Algeria e offshore Angola e del progetto gas in joint venture in Siberia. Tali incrementi saranno parzialmente compensati dai declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In un quadro di contenuto dinamismo della domanda, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato in Italia e di consolidare e sviluppare il segmento retail; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target in Francia e Germania/Austria, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nel Far East. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-country, e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste confermare i volumi ridotti del 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011). In un quadro di consumi deboli e nuove misure di liberalizzazione del mercato domestico, il management intende consolidare la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete e l'eccellenza del servizio. Nel resto d'Europa la crescita sarà selettiva con volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (€13,44 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,36 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas, il completamento del progetto EST nella raffinazione e potenziamenti selettivi nella petrolchimica. Il leverage a fine periodo è previsto sostanzialmente stabile rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 90 \$/barile.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practice di mercato illustra i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'anno 2011, non sottoposti a revisione contabile. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2011 e al quarto trimestre 2010, e agli esercizi 2011 e 2010. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2011 e al 31 dicembre 2010. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata. 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 al 31 dicembre 2011 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2010, per la cui descrizione si fa rinvio. 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, 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 quarto trimestre non possono essere estrapolati su base annuale. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e di incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

\* \* \*

#### **Contatti societari**

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

#### **Investor Relations**

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

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

#### **Ufficio Stampa Eni**

**Casella e-mail:** [ufficio.stampa@eni.com](mailto:ufficio.stampa@eni.com)

**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 del quarto trimestre e del preconsuntivo 2011 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**



## Relazione trimestrale consolidata

### Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2011

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
<b>28.113</b>	<b>26.112</b>	<b>30.102</b>	<b>7,1</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>98.523</b>	<b>109.589</b>	<b>11,2</b>
<b>2.875</b>	<b>4.504</b>	<b>3.534</b>	<b>22,9</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>16.111</b>	<b>17.486</b>	<b>8,5</b>
(132)	(68)	(136)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(881)	(1.113)	
1.996	177	861		Esclusione special item:	2.074	1.601	
				di cui:			
(246)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69	
2.242	177	861		- altri special item	2.320	1.532	
<b>4.739</b>	<b>4.613</b>	<b>4.259</b>	<b>(10,1)</b>	<b>Utile operativo adjusted<sup>(a)</sup></b>	<b>17.304</b>	<b>17.974</b>	<b>3,9</b>
				Dettaglio per settore di attività:			
4.028	3.931	4.200	4,3	Exploration & Production	13.884	16.077	15,8
777	352	385	(50,5)	Gas & Power	3.119	1.946	(37,6)
(39)	26	(271)	..	Refining & Marketing	(171)	(535)	..
(74)	(80)	(154)	..	Petrochimica	(113)	(276)	..
378	333	390	3,2	Ingegneria & Costruzioni	1.326	1.443	8,8
(43)	(52)	(69)	(60,5)	Altre attività	(205)	(226)	(10,2)
(86)	(94)	(19)	77,9	Corporate e società finanziarie	(265)	(266)	(0,4)
(202)	197	(203)		Effetto eliminazione utili interni <sup>(b)</sup>	(271)	(189)	
(184)	(462)	(288)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(c)</sup>	(692)	(1.125)	
82	212	332		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(c)</sup>	781	1.223	
(2.639)	(2.513)	(2.533)		Imposte sul reddito <sup>(c)</sup>	(9.459)	(10.160)	
56,9	57,6	58,9		Tax rate (%)	54,4	56,2	
<b>1.998</b>	<b>1.850</b>	<b>1.770</b>	<b>(11,4)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>7.934</b>	<b>7.912</b>	<b>(0,3)</b>
<b>548</b>	<b>1.770</b>	<b>1.320</b>	<b>140,9</b>	<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>6.318</b>	<b>6.891</b>	<b>9,1</b>
(96)	(10)	(70)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(610)	(724)	
1.250	35	290		Esclusione special item:	1.161	802	
				di cui:			
(246)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69	
1.496	35	290		- altri special item	1.407	733	
<b>1.702</b>	<b>1.795</b>	<b>1.540</b>	<b>(9,5)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>	<b>6.869</b>	<b>6.969</b>	<b>1,5</b>
				<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>			
0,15	0,49	0,36	140,0	per azione (€)	1,74	1,90	9,2
0,41	1,38	0,97	136,6	per ADR (\$)	4,62	5,29	14,5
				<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>			
0,47	0,50	0,43	(8,5)	per azione (€)	1,90	1,92	1,1
1,28	1,41	1,16	(9,4)	per ADR (\$)	5,04	5,35	6,2
<b>3.622,5</b>	<b>3.622,7</b>	<b>3.622,7</b>		<b>Numero medio ponderato delle azioni in circolazione<sup>(d)</sup></b>	<b>3.622,5</b>	<b>3.622,6</b>	
<b>3.146</b>	<b>2.609</b>	<b>3.189</b>	<b>1,4</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>14.694</b>	<b>14.394</b>	<b>(2,0)</b>
<b>3.912</b>	<b>2.929</b>	<b>3.894</b>	<b>(0,5)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>13.870</b>	<b>13.438</b>	<b>(3,1)</b>

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. pag. 26.

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

(c) Escludono gli special item.

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

### Principali indicatori di mercato

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
86,48	113,46	109,31	26,4	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	79,47	111,27	40,0
1,359	1,413	1,348	(0,8)	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,327	1,392	4,9
63,64	80,30	81,09	27,4	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,89	79,94	33,5
2,74	2,87	2,52	(8,0)	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	2,66	2,06	(22,6)
3,78	2,92	3,13	(17,2)	Margini di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	3,47	2,90	(16,4)
2,02	2,03	1,87	(7,4)	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,00	1,48	(26,0)
8,29	8,74	8,92	7,6	Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	6,56	9,03	37,7
1,0	1,6	1,5	50,0	Euribor - a tre mesi (%)	0,8	1,4	75,0
0,3	0,3	0,5	66,7	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,3	

(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.

(d) In USD per milioni di btu.

## Risultati di Gruppo

Nel quarto trimestre 2011 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.320 milioni è aumentato di €772 milioni rispetto al quarto trimestre 2010, pari al 140,9%, riflettendo l'aumento dell'utile operativo (+22,9%), per effetto principalmente della migliore performance del settore Exploration & Production e della riduzione di circa €1 miliardo degli oneri straordinari, parzialmente compensate dall'andamento negativo dei settori downstream. Inoltre il risultato comprende le plusvalenze derivanti dalla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia (€1.044 milioni).

Il tax rate consolidato reported si riduce di circa 7 punti percentuali per effetto della rilevazione delle plusvalenze citate escluse da imposizione; per contro il quarto trimestre 2010 era gravato di maggiori oneri non deducibili (svalutazioni di goodwill). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore incidenza dell'imponibile generato dal settore Exploration & Production e dalla rilevazione di imposte differite passive per €573 milioni dovute al cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compreso l'adeguamento del fondo imposte differite iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination. A questi incrementi si aggiungono le maggiori imposte correnti (€221 milioni) rilevate dalle imprese italiane per effetto delle modifiche della normativa fiscale ex legge n. 148 del settembre 2011<sup>4</sup> che ha incrementato di 4 punti percentuali al 10,5% la maggiorazione IRES in vigore sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax), che si cumula all'aliquota ordinaria del 27,5% per un tax rate complessivo del 38% al quale si aggiunge l'Irap (3,9-4,2%), estendendone l'ambito di applicazione alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale.

Nell'anno 2011 l'utile netto è stato di €6.891 milioni con un incremento €573 milioni rispetto al 2010, pari al 9,1%. Il miglioramento della performance operativa (+€1.375 milioni) e i maggiori proventi su partecipazioni di circa €1 miliardo sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€402 milioni), dovuto alla crescita dell'indebitamento finanziario netto medio e alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39, e dalle maggiori imposte sul reddito (-€1.537 milioni) che riflettono l'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate per le motivazioni discusse nel commento al risultato del quarto trimestre.

Nel quarto trimestre 2011 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.540 milioni è diminuito di €162 milioni rispetto al quarto trimestre 2010 (-9,5%). Nell'anno l'utile netto adjusted è stato di €6.969 milioni, in aumento di €100 milioni (+1,5% rispetto al 2010).

L'utile netto adjusted del quarto trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €70 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €290 milioni, con una rettifica complessiva di +€220 milioni. Nell'anno l'utile di magazzino di €724 milioni e gli special item pari a €802 milioni di oneri hanno avuto un effetto complessivo d'incremento dell'utile netto di €78 milioni.

Gli oneri special dell'utile operativo (€861 milioni nel trimestre, €1.601 milioni nell'esercizio) si riferiscono in massima parte a svalutazioni di impianti e asset intangibili per €725 milioni nel trimestre (€1.022 milioni nell'esercizio) rilevate dai business raffinazione e Mercato gas che sono maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, alla volatilità dei prezzi delle commodity e alla pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e nella Petrolchimica con riguardo a linee di business marginali prive di prospettive di reddito. Inoltre sono stati rilevati: (i) oneri per incentivazione all'esodo di €155 milioni nel trimestre (€209 milioni nell'esercizio), compreso l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 del personale Italia derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dal decreto legge 201 del dicembre 2011; (ii) accantonamenti ambientali (€72 milioni nel trimestre; €135 milioni nell'anno) e su rischi diversi. Tali oneri sono stati parzialmente compensati da marginali plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e dalla componente valutativa di strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39 (un provento di €219 milioni nel trimestre; un onere di €15 milioni su base annua).

Gli special item dell'utile netto si riferiscono principalmente alla svalutazione di €157 milioni dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività, all'adeguamento dell'importo di €552 milioni del fondo imposte differite per riflettere il cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compresa la quota del fondo iscritta all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination, nonché alle plusvalenze realizzate sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni).

<sup>(4)</sup> Di conversione del Decreto Legge 138/2011 recante misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo.

## Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori Exploration & Production e Ingegneria & Costruzioni. In calo i risultati del settore Gas & Power, Refining & Marketing e Petrolchimica.

### Exploration & Production

L'utile netto adjusted conseguito dal settore Exploration & Production nel quarto trimestre 2011 è aumentato del 6,7% (+22,6% nell'anno) per effetto del miglioramento operativo (+€172 milioni, pari al 4,3% nel quarto trimestre; +€2.193 milioni, pari al 15,8% su base annua) dovuto principalmente all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media +21,9% e +30%, rispettivamente nel trimestre e nell'anno). Tale andamento ha più che compensato la perdita di risultato operativo connessa alla ridotta attività in Libia dove, comunque, lo sforzo operato nella parte finale dell'anno per riavviare la produzione e le esportazioni di gas ha consentito di attenuare l'impatto della forza maggiore dichiarata durante la fase acuta della crisi e revocata il 20 dicembre 2011. Il risultato su base annua è stato influenzato anche dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%; sostanzialmente invariato nel trimestre).

### Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha archiviato un anno di solida performance con l'utile operativo adjusted in crescita del 3,2% e dell'8,8% rispettivamente nel quarto trimestre 2011 a €390 milioni e nell'intero esercizio a €1.443 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse. L'utile netto adjusted è aumentato rispettivamente del 4,1% e del 10,5% nel confronto su base trimestrale e annuale.

### Gas & Power

Nel quarto trimestre 2011 il settore Gas & Power ha registrato una flessione del risultato operativo adjusted di -€392 milioni pari al 50,5% (-€1.173 milioni su base annua, pari al 37,6%). Tale variazione è stata determinata dall'attività Mercato che ha chiuso in perdita sia il trimestre sia l'esercizio (rispettivamente -€169 milioni e -€550 milioni a fronte dell'utile di €180 milioni e €733 milioni nel quarto trimestre e nel 2010), penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Il risultato è stato penalizzato anche dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia il peggioramento del mix di acquisto sia minori vendite agli importatori, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio, nonché da condizioni climatiche particolarmente miti e dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici. Su base trimestrale, il contributo dei Business regolati Italia è in linea con il trimestre di confronto. Su base annua, il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalle positive performance operative del Trasporto internazionale (+12%) e dei Business regolati Italia (+3,4%). L'utile netto adjusted del settore è stato pari a €333 milioni nel trimestre (-48,3% rispetto al quarto trimestre 2010) e €1.541 milioni nell'esercizio (-39,8% rispetto al 2010).

### Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2011 il settore Refining & Marketing ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted a -€271 milioni (-€232 milioni rispetto al quarto trimestre 2010) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione con margini su valori non remunerativi, e del calo dei consumi di carburanti a causa della debole congiuntura. Sono state intensificate le iniziative di efficienza e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione per attenuare l'impatto dello scenario. Su base annua la perdita operativa è stata di €535 milioni con un incremento di €364 milioni rispetto al 2010. Il peggioramento operativo ha determinato maggiori perdite nette rispettivamente di €82 milioni nel trimestre (a -€130 milioni) e di €213 milioni nell'anno (a -€262 milioni).

### Petrolchimica

Nel quarto trimestre 2011 il settore ha accusato maggiori perdite operative adjusted di €80 milioni (a -€154 milioni); nell'anno la perdita è aumentata di €163 milioni (a -€276 milioni). Tali peggioramenti sono dovuti alla flessione dei margini unitari, in particolare del cracker a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti sui prezzi di vendita, e alla sensibile riduzione della domanda sul mercato dovuta all'attesa riduzione dei prezzi delle commodity petrolchimiche. Il peggioramento operativo ha determinato maggiori perdite nette rispettivamente di €86 milioni nel trimestre (a -€123 milioni) e di €123 milioni nell'anno (a -€208 milioni).

## Stato patrimoniale riclassificato <sup>5</sup>

(€ milioni)

	31 Dic. 2010	30 Set. 2011	31 Dic. 2011	Var. ass. vs 31 Dic. 2010	Var. ass. vs 30 Set. 2011
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	67.404	70.314	73.577	6.173	3.263
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.335	2.433	409	98
Attività immateriali	11.172	10.858	10.953	(219)	95
Partecipazioni	6.090	6.331	6.278	188	(53)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.864	1.740	(3)	(124)
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(970)	(1.333)	(1.576)	(606)	(243)
	<b>87.463</b>	<b>90.369</b>	<b>93.405</b>	<b>5.942</b>	<b>3.036</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	6.589	8.159	7.579	990	(580)
Crediti commerciali	17.221	16.154	17.898	677	1.744
Debiti commerciali	(13.111)	(11.750)	(13.616)	(505)	(1.866)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(4.207)	(3.530)	(846)	677
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(11.692)	(12.710)	(918)	(1.018)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	(275)	289	1.575	564
	<b>(5.063)</b>	<b>(3.611)</b>	<b>(4.090)</b>	<b>973</b>	<b>(479)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.032)</b>	<b>(1.069)</b>	<b>(1.039)</b>	<b>(7)</b>	<b>30</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>479</b>	<b>240</b>	<b>206</b>	<b>(273)</b>	<b>(34)</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>81.847</b>	<b>85.929</b>	<b>88.482</b>	<b>6.635</b>	<b>2.553</b>
Patrimonio netto degli azionisti di Eni	51.206	52.946	55.529	4.323	2.583
Interessenze di terzi	4.522	4.710	4.921	399	211
	<b>55.728</b>	<b>57.656</b>	<b>60.450</b>	<b>4.722</b>	<b>2.794</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>26.119</b>	<b>28.273</b>	<b>28.032</b>	<b>1.913</b>	<b>(241)</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>81.847</b>	<b>85.929</b>	<b>88.482</b>	<b>6.635</b>	<b>2.553</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,47</b>	<b>0,49</b>	<b>0,46</b>	<b>(0,01)</b>	<b>(0,03)</b>

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,294 al 31 dicembre 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, -3,1%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2011, un aumento del capitale investito netto di €1.171 milioni, del patrimonio netto di €1.028 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €143 milioni.

Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, riducendo il leverage del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 a 0,46 che si confronta con 0,47 al 31 dicembre 2010.

Il **capitale immobilizzato** (€93.405 milioni) è aumentato di €5.942 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici dell'esercizio (€13.438 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€9.318 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.090 milioni) è aumentato di €973 milioni per effetto dell'incremento delle rimanenze (+€990 milioni) determinato dall'effetto della ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi nella valutazione al costo medio ponderato, e della riduzione di passività ed incremento di attività diverse (+€1.575 milioni) dovuto principalmente ai pagamenti eseguiti nell'anno ai fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay al netto degli utilizzi di gas prepagato (€324 milioni), nonché alla maggiore posizione netta verso partner nell'attività in joint venture del settore Exploration & Production. Questi flussi sono stati parzialmente compensati dall'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto (-€846 milioni) dovuto allo stanziamento delle imposte dell'esercizio.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€206 milioni) riguardano principalmente asset non strategici della divisione Exploration & Production.

[5] Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory 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).

Il patrimonio netto comprensive le interessenze di terzi (€60.450 milioni) è aumentato di €4.722 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€9.085 milioni) dato dall'utile di conto economico di €7.834 milioni e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (€3.695 milioni, di cui €1.884 milioni relativi all'acconto 2011) e dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam e altre minority (€571 milioni).

## Rendiconto finanziario riclassificato <sup>6</sup>

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
<b>844</b>	<b>1.825</b>	<b>1.550</b>	<b>Utile netto</b>	<b>7.383</b>	<b>7.834</b>
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.979	2.052	3.102	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.024	9.096
(173)	(48)	(1.094)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(552)	(1.170)
2.292	2.641	2.846	- dividendi, interessi e imposte	9.368	10.674
(35)	(2.082)	230	Variazione del capitale di esercizio	(1.720)	(2.214)
(2.761)	(1.779)	(3.445)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.809)	(9.826)
<b>3.146</b>	<b>2.609</b>	<b>3.189</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>14.694</b>	<b>14.394</b>
(3.912)	(2.929)	(3.894)	Investimenti tecnici	(13.870)	(13.438)
(109)	(92)	(140)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(410)	(360)
211	231	1.577	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.113	1.911
330	187	341	Altre variazioni relative all'attività di investimento	228	628
<b>(334)</b>	<b>6</b>	<b>1.073</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>1.755</b>	<b>3.135</b>
(44)	79	(18)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(26)	41
548	1.820	(831)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.272	1.102
(143)	(1.882)	(269)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)
10	44	2	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	39	(2)
<b>37</b>	<b>67</b>	<b>(43)</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>(59)</b>	<b>(51)</b>

## Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
<b>(334)</b>	<b>6</b>	<b>1.073</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>1.755</b>	<b>3.135</b>
(33)			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(33)	
		(192)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(192)
(348)	(419)	(371)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(687)	(529)
(143)	(1.882)	(269)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)
<b>(858)</b>	<b>(2.295)</b>	<b>241</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(3.064)</b>	<b>(1.913)</b>

Il flusso di cassa netto da attività operativa del 2011 è stato pari a €14.394 milioni. I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€13.438 milioni), finanziari (€360 milioni) e al pagamento dei dividendi di €4.327 milioni sono stati parzialmente assorbiti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni (€1.911 milioni), determinando un incremento di €1.913 milioni dell'indebitamento finanziario netto del bilancio 2011 rispetto al bilancio 2010. Le dismissioni hanno riguardato principalmente le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia, le attività di distribuzione gas in Brasile e asset marginali del settore Exploration & Production.

[6] Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory 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.

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (€500 milioni, dato dal factoring del quarto trimestre 2011 di €1.779 milioni rispetto ai €1.279 milioni di crediti ceduti nel quarto trimestre 2010 con scadenza successiva al 31 dicembre 2010).

## Altre informazioni

### *Preconsuntivo di Eni SpA*

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2011 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €4.251 milioni (€6.179 milioni nel 2010). Il decremento di €1.928 milioni è dovuto: (i) ai minori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi ai minori dividendi percepiti, parzialmente compensati da minori oneri su partecipazioni; (ii) alla flessione del risultato operativo dovuto essenzialmente alla divisione Gas & Power e alla divisione Refining & Marketing; (iii) ai maggiori oneri finanziari netti.

*Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.*

Alla data del 31 dicembre 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc ed Eni Trading & Shipping Inc. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

*Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2011.*

## Exploration & Production

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2010	2011	
<b>8.280</b>	<b>6.933</b>	<b>7.936</b>	<b>(4,2)</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>29.497</b>	<b>29.121</b>	<b>(1,3)</b>
<b>3.799</b>	<b>3.919</b>	<b>4.169</b>	<b>9,7</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>13.866</b>	<b>15.887</b>	<b>14,6</b>
229	12	31		Esclusione special item:		18	190	
30				- oneri ambientali		30		
97		49		- svalutazioni di asset e altre attività		127	190	
(17)		(35)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(241)	(63)	
84	11	29		- oneri per incentivazione all'esodo		97	44	
31	1	(30)		- componente valutativa dei derivati su commodity			1	
4		18		- altro		5	18	
<b>4.028</b>	<b>3.931</b>	<b>4.200</b>	<b>4,3</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>13.884</b>	<b>16.077</b>	<b>15,8</b>
(49)	(57)	(58)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(205)	(231)	
(8)	36	176		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		274	624	
(2.384)	(2.255)	(2.624)		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(8.353)	(9.604)	
60,0	57,7	60,8		Tax rate (%)		59,9	58,3	
<b>1.587</b>	<b>1.655</b>	<b>1.694</b>	<b>6,7</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>5.600</b>	<b>6.866</b>	<b>22,6</b>
				I risultati includono:				
2.015	1.396	1.876	(6,9)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		7.051	6.440	(8,7)
				di cui:				
318	249	340	6,9	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.199	1.165	(2,8)
201	180	243	20,9	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		802	820	2,2
117	69	97	(17,1)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		397	345	(13,1)
<b>2.573</b>	<b>2.026</b>	<b>2.690</b>	<b>4,5</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>9.690</b>	<b>9.435</b>	<b>(2,6)</b>
				di cui:				
294	196	525	78,6	- ricerca esplorativa <sup>(b)</sup>		1.012	1.210	19,6
				<b>Produzioni<sup>(c) (d)</sup></b>				
1.049	793	896	(14,6)	Petrolio <sup>(e)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	997	845	(15,2)
142	107	123	(13,4)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	129	116	(10,1)
<b>1.954</b>	<b>1.473</b>	<b>1.678</b>	<b>(14,1)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.815</b>	<b>1.581</b>	<b>(12,9)</b>
				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
76,72	104,42	100,42	30,9	Petrolio <sup>(e)</sup>	(\$/bbl)	72,76	102,11	40,3
238,36	227,74	252,06	5,7	Gas naturale	(\$/kmc)	212,67	229,06	7,7
<b>59,55</b>	<b>73,88</b>	<b>72,58</b>	<b>21,9</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	<b>55,60</b>	<b>72,26</b>	<b>30,0</b>
				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
86,48	113,46	109,31	26,4	Brent dated	(\$/bbl)	79,47	111,27	40,0
63,64	80,30	81,09	27,4	Brent dated	(€/bbl)	59,89	79,94	33,5
85,06	89,70	94,07	10,6	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	79,39	95,05	19,7
<b>134,20</b>	<b>145,50</b>	<b>117,60</b>	<b>(12,4)</b>	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	<b>155,03</b>	<b>141,26</b>	<b>(8,9)</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 43.

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

(e) Include i condensati.

## Risultati

Nel **quarto trimestre 2011** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.200 milioni con un incremento di €172 milioni rispetto al quarto trimestre 2010, pari al 4,3%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +30,9%; gas naturale +5,7%). Questo fattore positivo ha più che compensato la perdita di risultato operativo connesso alla ridotta attività in Libia dove, comunque, lo sforzo attuato dalla Compagnia nell'ultima parte dell'anno per riavviare la produzione e le esportazioni di gas ha consentito di attenuare l'impatto della forza maggiore dichiarata durante la fase acuta della crisi e revocata il 20 dicembre 2011 (v. commento sulle produzioni).

Nel trimestre sono stati rilevati oneri netti special di €31 milioni (€190 milioni nell'esercizio) che hanno riguardato svalutazioni di proprietà oil&gas a causa di effetti scenario e revisioni negative delle riserve, oneri per incentivazione all'esodo nonché la componente valutativa relativa a derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine. I proventi special hanno riguardato plusvalenze da cessione di asset marginali. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di €552 milioni del fondo imposte differite a fronte della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA).

L'utile netto adjusted di €1.694 milioni è aumentato di €107 milioni, pari al 6,7%, rispetto al quarto trimestre 2010 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Nel **2011** l'utile operativo adjusted di €16.077 milioni è aumentato di €2.193 milioni rispetto al 2010, pari al 15,8%, per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Il risultato è stato sostenuto anche dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €490 milioni). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla perdita di risultato operativo in Libia.

L'utile netto adjusted di €6.866 milioni è aumentato di €1.266 milioni, pari al 22,6%, rispetto al 2010 per effetto del miglioramento della performance operativa.

## Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2011** la produzione d'idrocarburi è stata di 1,678 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 14,1% rispetto al quarto trimestre 2010 a causa del ridotto contributo delle attività Eni in Libia, penalizzate dal blocco pressoché totale degli impianti e installazioni e dalla chiusura del gasdotto GreenStream durante la fase acuta della crisi interna del Paese (circa sei mesi). Lo sforzo operato nell'ultima parte dell'anno per riprendere le produzioni e riavviare il GreenStream ha consentito di riportare il livello delle produzioni in Libia intorno a 160 mila boe/giorno attenuando l'impatto degli eventi di forza maggiore (pari a -250 mila boe/giorno nel periodo). La performance è stata penalizzata dai minori entitlement nei contratti di PSA e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -20 mila boe/giorno. Escludendo tali effetti negativi la produzione del trimestre risulta in linea rispetto al quarto trimestre 2010. Il ramp-up dei giacimenti avviati nel 2010 e gli start-up del trimestre hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e le fermate programmate.

La produzione di petrolio (896 mila barili/giorno) è diminuita di 153 mila barili/giorno, pari al 14,6%, a causa della perdita di produzione libica, dell'effetto negativo di minori entitlement nei PSA e delle fermate programmate in particolare in Kazakhstan e Regno Unito. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli avvii in Australia e Italia.

La produzione gas naturale (123 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 19 milioni di metri cubi/giorno, pari al 13,4%, a causa della perdita di produzione libica e del declino di giacimenti maturi, parzialmente compensati dalla crescita in Congo, Italia ed Egitto.

Nel **2011** la produzione d'idrocarburi è stata di 1,581 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010 a causa essenzialmente della perdita dell'output libico. La performance è stata penalizzata dai minori entitlement nei contratti di PSA e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -30 mila boe/giorno, oltre che dalla citata forza maggiore in Libia stimata in circa -200 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione dell'anno risulta in linea rispetto all'esercizio precedente. Gli avvii/regimazioni dell'anno hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e le fermate programmate.

La produzione di petrolio (845 mila barili/giorno) è diminuita di 152 mila barili/giorno, pari al 15,2%. La perdita di produzione libica, l'impatto negativo nei PSA e le minori produzioni in Angola, Nigeria e Regno Unito sono stati parzialmente compensati dagli avvii/regimazioni in Norvegia, Italia e Australia.

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,1%, per effetto essenzialmente della perdita di produzione libica e da minori performance negli Stati Uniti. In crescita le produzioni in Congo, Egitto e Norvegia.

Il prezzo di realizzo in dollari del petrolio è aumentato in media del 30,9% (40,3% nel 2011) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 26,4% nel trimestre; del 40% nell'anno). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,40 \$/barile nel trimestre e di 1,50 \$/barile nell'anno per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 2,2 e 9 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio che hanno chiuso la posizione aperta nel 2008 per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa correlati alla vendita di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe. I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+5,7% nel trimestre; +7,7% nell'anno) per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule oil-linked e alla debolezza dei prezzi spot del gas in alcune aree (in particolare gli USA).



IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
			PETROLIO		2010	2011
100,2	70,5	77,4	Volumi venduti	(milioni di barili)	357,1	297,4
7,2	2,3	2,2	Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		28,5	9,0
78,39	106,07	101,82	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	74,09	103,61
(1,67)	(1,65)	(1,40)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,33)	(1,50)
76,72	104,42	100,42	Prezzo medio di realizzo		72,76	102,11

## Riserve certe di idrocarburi (dati preliminari)

		Esercizio		
		2010	2011	Var. %
<b>Riserve certe</b> <sup>(a)</sup>				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.623	3.434	(5,2)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	506	574	13,4
<b>Idrocarburi</b>	(milioni di boe)	<b>6.843</b>	<b>7.086</b>	<b>3,6</b>
di cui: Italia		724	707	(2,3)
Estero		6.119	6.379	4,2
<b>Riserve certe sviluppate</b>				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	2.003	1.895	(5,4)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	317	295	(6,9)
<b>Idrocarburi</b>	(milioni di boe)	<b>4.022</b>	<b>3.770</b>	<b>(6,3)</b>

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

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)

<b>Riserve certe al 31 dicembre 2010</b>	<b>6.843</b>
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro	827
di cui:	
- effetto prezzo	(97)
Cessioni	(9)
Acquisizioni	2
Produzione	(577)
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2011</b>	<b>7.086</b>
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 142
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo	(%) 159

Nel 2011 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 827 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. L'effetto prezzo negativo di 97 milioni di boe è dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 79 \$/barile nel 2010 a 111\$/barile del 2011, e i conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.

Le cessioni si riferiscono a vendite di asset marginali in Nigeria e UK, mentre le acquisizioni si riferiscono ad asset in Italia e in Ucraina.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe nel 2011 è stato del 142%; escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita residua delle riserve è di 12,3 anni (10,3 anni nel 2010). Entrambi gli indicatori risentono dell'impatto sulla produzione della crisi libica.

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2011.

## Gas & Power

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2010	2011	Var. %
<b>9.096</b>	<b>7.265</b>	<b>10.617</b>	<b>16,7</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>29.576</b>	<b>34.731</b>	<b>17,4</b>
<b>550</b>	<b>338</b>	<b>326</b>	<b>(40,7)</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>2.896</b>	<b>1.758</b>	<b>(39,3)</b>
11	(64)	(49)		Esclusioni (utile) perdita di magazzino		(117)	(166)	
216	78	108		Esclusione special item:		340	354	
				<i>di cui:</i>				
(270)				Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		
486	78	108		Altri special item		610	354	
14		6		- oneri ambientali		25	10	
426		153		- svalutazioni		436	145	
2		(9)		- plusvalenze nette su cessione di asset		4	(4)	
78	21	56		- accantonamenti a fondo rischi		78	77	
64	2	32		- oneri per incentivazione all'esodo		75	40	
(60)	54	(163)		- componente valutativa dei derivati su commodity		30	45	
(38)	1	33		- altro		(38)	41	
<b>777</b>	<b>352</b>	<b>385</b>	<b>(50,5)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>3.119</b>	<b>1.946</b>	<b>(37,6)</b>
180	(286)	(169)	(193,9)	<i>Mercato</i>		733	(550)	(175,0)
529	532	523	(1,1)	<i>Business regolati Italia</i>		2.043	2.112	3,4
68	106	31	(54,4)	<i>Trasporto internazionale</i>		343	384	12,0
5	8	4		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		19	33	
93	85	103		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		406	407	
(231)	(239)	(159)		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(986)	(845)	
26,4	53,7	32,3		Tax rate (%)		27,8	35,4	
<b>644</b>	<b>206</b>	<b>333</b>	<b>(48,3)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>2.558</b>	<b>1.541</b>	<b>(39,8)</b>
<b>615</b>	<b>411</b>	<b>585</b>	<b>(4,9)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>1.685</b>	<b>1.721</b>	<b>2,1</b>
				<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
10,55	6,29	9,30	(11,8)	Italia		34,29	34,68	1,1
18,21	11,67	16,17	(11,2)	Vendite internazionali		62,77	62,08	(1,1)
16,16	9,15	13,96	(13,6)	- Resto d'Europa		54,52	52,98	(2,8)
0,53	1,87	1,46	175,5	- Mercati extra europei		2,60	6,24	140,0
1,52	0,65	0,75	(50,7)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		5,65	2,86	(49,4)
<b>28,76</b>	<b>17,96</b>	<b>25,47</b>	<b>(11,4)</b>	<b>TOTALE VENDITE MONDO</b>		<b>97,06</b>	<b>96,76</b>	<b>(0,3)</b>
				<i>di cui:</i>				
24,42	15,35	22,10	(9,5)	- società consolidate		82,00	84,37	2,9
2,82	1,96	2,62	(7,1)	- società collegate		9,41	9,53	1,3
1,52	0,65	0,75	(50,7)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		5,65	2,86	(49,4)
<b>10,23</b>	<b>9,55</b>	<b>11,39</b>	<b>11,3</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>39,54</b>	<b>40,28</b>	<b>1,9</b>
6,88	6,23	7,62	10,8	- Mercato libero		27,48	26,87	(2,2)
1,91	2,05	2,51	31,4	- Borsa elettrica		7,13	8,67	21,6
0,82	0,84	0,81	(1,2)	- Siti <sup>(b)</sup>		3,21	3,23	0,6
0,62	0,43	0,45	(27,4)	- Altro		1,72	1,51	(12,2)
<b>22,98</b>	<b>17,54</b>	<b>18,86</b>	<b>(17,9)</b>	<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>83,31</b>	<b>78,30</b>	<b>(6,0)</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

## Risultati

Nel **quarto trimestre 2011** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €385 milioni con una diminuzione di €392 milioni rispetto al quarto trimestre 2010, pari al 50,5%, per effetto della negativa performance dell'attività Mercato che ha chiuso il trimestre in perdita a -€169 milioni a fronte dell'utile di €180 milioni nel corrispondente periodo 2010. A questo proposito va evidenziato che il risultato del Mercato riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendo ancora in corso non hanno consentito la rilevazione dei relativi benefici economici. Inoltre il risultato del quarto trimestre

2011 non considera proventi su derivati commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di €90 milioni associabili a vendite di gas ed energia di competenza del periodo (il quarto trimestre 2010 ha beneficiato per contro di proventi differibili di €13 milioni in quanto associabili a vendite future). Gli IFRS in assenza di relazione formale di copertura non permettono il trattamento in hedge accounting di tali strumenti derivati, impedendo il rinvio dei proventi menzionati al reporting period di manifestazione delle vendite sottostanti. Per consentire agli investitori di comprendere tale fenomeno, il management ha elaborato una misura alternativa di performance, l'EBITDA pro-forma adjusted la quale, in sostanza, simula gli effetti economici dell'hedge accounting correlando i proventi (oneri) degli strumenti derivati ai ricavi ai quali gli strumenti si riferiscono (v. pag. 22). Tale misura alternativa di performance, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate, evidenzia una flessione del risultato del Mercato che riflette i trend fondamentali del business.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €108 milioni (€354 milioni nell'esercizio) che hanno riguardato in particolare la svalutazione dell'importo di €149 milioni del goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo. In sede di impairment review il management ha ridimensionato le prospettive di redditività del business in considerazione del perdurare della pressione sui margini e delle ridotte opportunità di espansione delle vendite in un quadro congiunturale debole. Le altre voci special si riferiscono al provento da valutazione (€163 milioni) degli strumenti derivati su commodity dell'attività Mercato, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, ad accantonamenti per rischi (€56 milioni), e a oneri per incentivazione all'esodo (€32 milioni).

L'utile netto adjusted del quarto trimestre 2011 di €333 milioni è diminuito di €311 milioni rispetto al quarto trimestre 2010 (-48,3%) per effetto del peggioramento della performance operativa. Gli special item dell'utile netto adjusted si riferiscono essenzialmente alla plusvalenza realizzata dalla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni) e di Gas Brasiliano Distribuidora (€50 milioni).

Nel **2011** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1.946 milioni con una marcata diminuzione di €1.173 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, pari al 37,6%, a causa della perdita registrata dal Mercato di -€550 milioni (a fronte dell'utile di €733 milioni nel 2010), attenuata dalla tenuta dei Business regolati Italia e del Trasporto internazionale. Il risultato del Mercato come spiegato nel commento del trimestre non considera i benefici di alcune rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento tuttora in corso. Inoltre il risultato non considera proventi su derivati commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di €44 milioni associabili a vendite di gas ed energia di competenza del periodo (parimenti il 2010 non considera proventi di €116 milioni riferibili a vendite dell'anno). L'EBITDA pro-forma adjusted, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati, evidenzia una flessione del 78,2% della performance del Mercato rispetto al 2010 in linea con i trend fondamentali del business.

## Andamento operativo

### *Mercato*

Nel **quarto trimestre 2011** l'attività Mercato ha registrato la perdita operativa adjusted di €169 milioni rispetto all'utile di €180 milioni del quarto trimestre 2010 anche a causa della mancata conclusione di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento che ha rinviato la rilevazione contabile dei relativi effetti. La negativa performance del Mercato riflette il quadro congiunturale recessivo e l'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno causato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione e la perdita di volumi in particolare nel mercato domestico e in Belgio. Inoltre la perdita di periodo è stata influenzata:

- (i) dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia un peggioramento del mix di approvvigionamento, sia minori vendite agli importatori;
- (ii) dallo scenario negativo dei parametri energetici e del cambio, e da condizioni climatiche atipiche;
- (iii) dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei.

Tali fattori negativi sono stati attenuati dai benefici conseguiti grazie alla finalizzazione di alcune rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento nonché dalle azioni di ottimizzazione del supply.

La perdita operativa adjusted dell'esercizio **2011** di €550 milioni rappresenta un peggioramento di €1.283 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, che aveva riportato un utile di €733 milioni, a causa dei driver descritti nel commento al risultato del trimestre oltre a un più marcato effetto clima. Il risultato dell'anno tiene inoltre conto di un provento di €53 milioni relativo a derivati su commodity attivati per ottimizzare il margine economico.

## VENDETE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
<b>10,55</b>	<b>6,29</b>	<b>9,30</b>	<b>(11,8)</b>	<b>ITALIA</b>	<b>34,29</b>	<b>34,68</b>	<b>1,1</b>
1,76	0,70	1,38	(21,6)	- Grossisti	4,84	5,16	6,6
			..	- Gas release	0,68		(100,0)
1,69	0,84	1,61	(4,7)	- PSV e borsa	4,65	5,24	12,7
1,89	1,72	1,75	(7,4)	- Industriali	6,41	7,21	12,5
0,37	0,06	0,27	(27,0)	- PMI e terziario	1,09	0,88	(19,3)
1,14	1,19	0,78	(31,6)	- Termoelettrici	4,04	4,31	6,7
2,14	0,37	1,89	(11,7)	- Residenziali	6,39	5,67	(11,3)
1,56	1,41	1,62	3,8	- Autoconsumi	6,19	6,21	0,3
<b>18,21</b>	<b>11,67</b>	<b>16,17</b>	<b>(11,2)</b>	<b>VENDETE INTERNAZIONALI</b>	<b>62,77</b>	<b>62,08</b>	<b>(1,1)</b>
<b>16,16</b>	<b>9,15</b>	<b>13,96</b>	<b>(13,6)</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>54,52</b>	<b>52,98</b>	<b>(2,8)</b>
1,72	0,41	0,42	(75,6)	- Importatori in Italia	8,44	3,24	(61,6)
14,44	8,74	13,54	(6,2)	- Mercati europei	46,08	49,74	7,9
1,86	1,86	1,87	0,5	<i>Penisola Iberica</i>	7,11	7,48	5,2
1,61	0,73	2,00	24,2	<i>Germania/Austria</i>	5,67	6,47	14,1
4,34	1,98	2,44	(43,8)	<i>Benelux</i>	14,87	11,95	(19,6)
0,84	0,16	0,74	(11,9)	<i>Ungheria</i>	2,36	2,24	(5,1)
2,04	0,97	2,20	7,8	<i>UK/Nord Europa</i>	5,22	6,10	16,9
1,47	1,53	2,06	40,1	<i>Turchia</i>	3,95	6,86	73,7
2,00	1,10	1,78	(11,0)	<i>Francia</i>	6,09	7,01	15,1
0,28	0,41	0,45	60,7	<i>altro</i>	0,81	1,63	101,2
<b>0,53</b>	<b>1,87</b>	<b>1,46</b>	<b>175,5</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>2,60</b>	<b>6,24</b>	<b>140,0</b>
<b>1,52</b>	<b>0,65</b>	<b>0,75</b>	<b>(50,7)</b>	<b>E&amp;P in Europa e Golfo del Messico</b>	<b>5,65</b>	<b>2,86</b>	<b>(49,4)</b>
<b>28,76</b>	<b>17,96</b>	<b>25,47</b>	<b>(11,4)</b>	<b>TOTALE VENDETE GAS MONDO</b>	<b>97,06</b>	<b>96,76</b>	<b>(0,3)</b>

Le vendite di gas naturale del **quarto trimestre 2011** sono state di 25,47 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 3,29 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2010, pari all'11,4%, dovuta alla debolezza della domanda e alla crescente pressione competitiva, nonché all'impatto della forza maggiore sui ritiri di gas libico da parte degli importatori in Italia.

Le vendite in Italia di 9,30 miliardi di metri cubi hanno registrato una diminuzione di 1,25 miliardi di metri cubi, pari all'11,8%, a causa della perdita di volumi nella campagna commerciale 2011-2012 che ha riguardato in misura particolare i segmenti grossista (-0,38 miliardi di metri cubi) e industriale (-0,14 miliardi di metri cubi). I clienti termoelettrici hanno ridotto i prelievi di gas (-0,36 miliardi di metri cubi) a causa del debole andamento della domanda elettrica e del maggiore ricorso alle fonti rinnovabili e al carbone. Le vendite ai clienti residenziali (-0,25 miliardi di metri cubi) e al segmento PMI e terziario (-0,10 miliardi di metri cubi) hanno risentito di condizioni climatiche atipiche e dell'azione della concorrenza.

Gli importatori in Italia hanno ridotto in misura sensibile i ritiri (-1,30 miliardi di metri cubi pari al 75,6%) a causa dell'indisponibilità del gas libico.

Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione di 0,90 miliardi di metri cubi (-6,2%) a causa della pressione competitiva e delle condizioni climatiche negative in particolare nel Benelux (-1,90 miliardi di metri cubi), in Francia (-0,22 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,1 miliardi di metri cubi). Tale trend negativo è stato in parte compensato dagli incrementi registrati in Turchia (+0,59 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,39 miliardi di metri cubi) e in UK/Nord Europa (+0,16 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,29 miliardi di metri cubi al netto della variazione di perimetro legata alle vendite in USA rappresentate nel 2010 nella voce Exploration & Production in Europa e Golfo del Messico) trainate dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

Le vendite di gas naturale del **2011** sono state di 96,76 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando una marginale riduzione (-0,30 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari allo 0,3%).

Nonostante la flessione di circa il 6% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,68 miliardi di metri cubi (+0,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari all'1,1%). Tali risultati riflettono gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese con maggiori vendite di 0,80 miliardi di metri cubi agli industriali, 0,32 e 0,27 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente. In aumento anche le vendite spot al PSV e borsa (+0,59 miliardi di metri cubi).

La flessione delle vendite ai residenziali (-0,72 miliardi di metri cubi) è dovuta agli effetti del clima mite sulle vendite stagionali e all'azione della concorrenza.

Le vendite agli shipper sono diminuite di 5,20 miliardi di metri cubi (-61,6%) a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico.

Le vendite nei mercati europei di 49,74 miliardi di metri cubi hanno registrato una buona performance con una crescita del 7,9% che ha riguardato tutti i mercati, ad eccezione del Benelux (-2,92 miliardi di metri cubi) dove la pressione competitiva in particolare nel segmento grossista, ha ridotto il portafoglio di vendita Eni. I principali incrementi sono stati registrati in Turchia (+2,91 miliardi di metri cubi) grazie alla ripresa dei ritiri da parte di Botas, Francia (+0,92 miliardi di metri cubi) anche grazie al consolidamento di Altergaz, UK/Nord Europa (+0,88 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,80 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,37 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,66 miliardi di metri cubi al netto della variazione di perimetro legata alle vendite in USA rappresentate nel 2010 nella voce E&P in Europa e Golfo del Messico) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati in particolare in Argentina e Giappone, parzialmente compensati dalle minori vendite in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.

Le vendite di **energia elettrica** di 11,39 TWh nel quarto trimestre 2011 e 40,28 TWh nell'esercizio 2011, sono in aumento rispettivamente dell'11,3% e dell'1,9% rispetto ai corrispondenti periodi 2010 grazie all'incremento del portafoglio clienti retail e dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,60 TWh e +1,54 TWh rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio), nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

#### *Business regolati Italia*

Nel **quarto trimestre 2011**, l'utile operativo adjusted delle attività regolate in Italia di €523 milioni è sostanzialmente in linea con il quarto trimestre 2010 (-1,1%). La flessione del Trasporto (-€40 milioni, pari al 11,2%) dovuta ai minori volumi trasportati è stata compensata dall'aumento registrato dalla Distribuzione (+€24 milioni), per effetto degli incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti, e dallo Stoccaggio (+€10 milioni), in relazione all'incremento dei volumi movimentati in giacimento.

L'utile operativo adjusted del **2011** di €2.112 milioni è aumentato di €69 milioni rispetto al 2010, pari al 3,4% per effetto dell'incremento dei risultati della Distribuzione (+€62 milioni) e dello Stoccaggio (+€32 milioni), i cui impatti sono stati in parte assorbiti dalla flessione del Trasporto (-€25 milioni) per i fenomeni sopra descritti.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** a 18,86 miliardi di metri cubi nel quarto trimestre 2011 (78,30 miliardi nel 2011) sono in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2010 per effetto in particolare della flessione della domanda di gas in Italia.

Nell'ambito dell'attività di **stoccaggio** nel 2011 sono stati immessi in giacimento 7,78 miliardi di metri cubi di gas (-0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2010) e sono stati erogati 7,53 miliardi di metri cubi (in lieve flessione rispetto al 2010).

La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 15 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.

#### *Trasporto internazionale*

L'utile operativo adjusted del **quarto trimestre 2011** di €31 milioni è diminuito di €37 milioni rispetto al quarto trimestre 2010, pari al 54,4% per effetto principalmente della cessione di partecipazioni negli asset del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia. In aumento di €41 milioni il risultato su base annua per effetto principalmente della circostanza che i risultati del 2010 furono penalizzati dall'interruzione del tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa a causa di un incidente occorso sulla linea.

## Altre misure di performance

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

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
<b>921</b>	<b>550</b>	<b>623</b>	<b>(32,4)</b>	<b>EBITDA proforma adjusted</b>	<b>3.853</b>	<b>2.565</b>	<b>(33,4)</b>
387	(10)	152	(60,7)	Mercato	1.670	364	(78,2)
(13)	65	90		di cui: +/- rettifica derivati commodity	116	44	
389	388	387	(0,5)	Business regolati Italia	1.486	1.535	3,3
145	172	84	(42,1)	Trasporto internazionale	697	666	(4,4)

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 pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Per le attività regolate Italia, in considerazione dello status di società quotata della capogruppo Snam SpA, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,54% al 31 dicembre 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future 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 pro-forma adjusted. 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 apprezzare meglio 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. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2010	2011	
<b>12.211</b>	<b>13.141</b>	<b>13.257</b>	<b>8,6</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>43.190</b>	<b>51.219</b>	<b>18,6</b>
<b>(146)</b>	<b>32</b>	<b>(681)</b>	<b>..</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>149</b>	<b>(273)</b>	<b>..</b>
(167)	(35)	(135)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(659)	(907)	
274	29	545		Esclusione special item:		339	645	
133	7	1		- oneri ambientali		169	34	
29	13	437		- svalutazioni		76	488	
(6)	1	18		- plusvalenze nette su cessione di asset		(16)	10	
2		3		- accantonamenti a fondo rischi		2	8	
105	2	71		- oneri per incentivazione all'esodo		113	81	
7	2	1		- componente valutativa dei derivati su commodity		(10)	(3)	
4	4	14		- altro		5	27	
<b>(39)</b>	<b>26</b>	<b>(271)</b>	<b>..</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>(171)</b>	<b>(535)</b>	<b>..</b>
(7)	21	40		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		92	99	
(2)	(3)	101		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		30	174	
..	..	..		Tax rate (%)		..	..	
<b>(48)</b>	<b>44</b>	<b>(130)</b>	<b>..</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>(49)</b>	<b>(262)</b>	<b>..</b>
<b>381</b>	<b>191</b>	<b>359</b>	<b>(5,8)</b>	<b>Investimenti</b>		<b>711</b>	<b>866</b>	<b>21,8</b>
				<b>Margine di raffinazione</b>				
2,74	2,87	2,52	(8,0)	Brent	(\$/bbl)	2,66	2,06	(22,6)
2,02	2,03	1,87	(7,4)	Brent	(€/bbl)	2,00	1,48	(26,0)
3,78	2,92	3,13	(17,2)	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,47	2,90	(16,4)
				<b>LAVORAZIONI E VENDITE</b>	(milioni di tonnellate)			
<b>6,66</b>	<b>6,15</b>	<b>5,38</b>	<b>(19,2)</b>	<b>Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute</b>		<b>25,70</b>	<b>22,75</b>	<b>(11,5)</b>
<b>8,98</b>	<b>8,46</b>	<b>7,73</b>	<b>(13,9)</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>34,80</b>	<b>31,96</b>	<b>(8,2)</b>
7,66	7,22	6,45	(15,8)	- Italia		29,56	27,00	(8,7)
1,32	1,24	1,28	(3,0)	- resto d'Europa		5,24	4,96	(5,3)
<b>2,92</b>	<b>3,03</b>	<b>2,80</b>	<b>(4,1)</b>	<b>Rete Europa</b>		<b>11,73</b>	<b>11,37</b>	<b>(3,1)</b>
2,17	2,23	2,05	(5,5)	- Italia		8,63	8,36	(3,1)
0,75	0,80	0,75		- resto d'Europa		3,10	3,01	(2,9)
<b>3,57</b>	<b>3,55</b>	<b>3,46</b>	<b>(3,1)</b>	<b>Extrarete Europa</b>		<b>13,33</b>	<b>13,20</b>	<b>(1,0)</b>
2,58	2,47	2,48	(3,9)	- Italia		9,45	9,36	(1,0)
0,99	1,08	0,98	(1,0)	- resto d'Europa		3,88	3,84	(1,0)
<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>		<b>Extrarete mercati extra europei</b>		<b>0,42</b>	<b>0,43</b>	<b>2,4</b>

(a) Escludono gli special item.

## Risultati

Nel **quarto trimestre 2011** la divisione Refining & Marketing ha accusato un rilevante peggioramento della perdita operativa adjusted a -€271 milioni [-€232 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010] che riflette il perdurare dei margini di raffinazione di scenario su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. Inoltre i margini realizzati da Eni hanno risentito del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha ridotto il vantaggio della conversione. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di raffinazione e dalla riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di carburanti per autotrazione e degli altri prodotti destinati all'industria in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €545 milioni (€645 milioni nell'esercizio) che hanno riguardato in massima parte svalutazioni degli impianti di raffinazione motivate dalle previsioni aziendali a medio termine che indicano il permanere di deboli fondamentali del settore e di margini non remunerativi con il conseguente

ridimensionamento dei flussi di cassa futuri degli asset. In maniera analoga, è stata eseguita la svalutazione integrale della partecipazione in un'iniziativa di raffinazione nell'Est Europa rilevata come onere special dell'utile netto. Gli altri oneri special di periodo dell'utile operativo comprendono la svalutazione di una rete di distribuzione europea, oneri per l'incentivazione all'esodo e passività ambientali.

Nel quarto trimestre 2011 il settore ha conseguito una perdita netta adjusted di €130 milioni, con un incremento di €82 milioni rispetto al trimestre 2010 per effetto del peggioramento della performance operativa, parzialmente compensato dai risultati delle società partecipate.

Nel **2011** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €535 milioni che rappresenta un netto peggioramento rispetto al 2010 (-€364 milioni) dovuto al livello non remunerativo dei margini di raffinazione e agli altri driver discussi nel commento del trimestre. I risultati del Marketing hanno registrato una flessione dovuta al calo della domanda di prodotti e alla contrazione dei margini unitari sia nella rete sia nell'extrarete.

La perdita netta adjusted del 2011 si attesta a -€262 milioni, in peggioramento rispetto al 2010 (-€213 milioni). Tale riduzione riflette la flessione dei risultati operativi.

## Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati** in conto proprio nel quarto trimestre 2011 sono state di 7,73 milioni di tonnellate (31,96 milioni di tonnellate nel 2011) con una diminuzione del 13,9% rispetto al quarto trimestre 2010 (-8,2% rispetto al 2010). In Italia la flessione dei volumi processati (-15,8% e -8,7% rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio) riflette la decisione di ridurre le lavorazioni presso l'impianto di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto di eventi imprevisti e fermate programmate degli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 3% nel quarto trimestre del 2011 (-5,3% su base annua) in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.

Le **vendite rete in Italia** di 2,05 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2011 (8,36 milioni di tonnellate nel 2011) sono diminuite di circa 120 mila tonnellate, pari al 5,5% (-3,1% nel 2011), per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina. Sostanzialmente in linea le vendite nel segmento premium del trimestre sostenute dalle campagne promozionali attuate (in flessione più marcata su base annua). La quota di mercato media del quarto trimestre è del 30,4%, invariata rispetto al quarto trimestre 2010. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,48 milioni di tonnellate nel quarto trimestre; 9,36 milioni di tonnellate su base annua) hanno registrato una flessione di circa 100 mila tonnellate, pari al 3,9% rispetto al quarto trimestre 2010 (-1% nel 2011) per effetto principalmente del calo della domanda dei trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva nel segmento dei bunkeraggi e dei bitumi, nonché di Gpl per effetto di condizioni climatiche atipiche. In ripresa le vendite di jet fuel al segmento avio e degli oli combustibili all'industria. In decisa riduzione le vendite di gasolio nell'anno 2011. La quota di mercato extrarete media nel 2011 è del 28,3% (29,2% nel 2010).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 750 mila tonnellate nel quarto trimestre 2011 (3,01 milioni di tonnellate su base annua) sono in linea rispetto al corrispondente periodo del 2010 (-2,9% nel confronto con l'esercizio 2010). Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania connesse essenzialmente al mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 980 mila tonnellate nel quarto trimestre 2011 (3,84 milioni di tonnellate nel 2011) sono diminuite dell'1% rispetto ai corrispondenti periodi del 2010, principalmente in Ungheria, Germania e Repubblica Ceca. In aumento le vendite in Svizzera e Francia e, su base annua, in Austria.



## Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
28.113	26.112	30.102	7,1	Ricavi della gestione caratteristica	98.523	109.589	11,2
208	57	286	37,5	Altri ricavi e proventi	956	933	(2,4)
(22.456)	(19.686)	(23.976)	(6,8)	Costi operativi	(73.920)	(83.889)	(13,5)
246				<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	246	(69)	
61	(34)	217	..	Altri proventi e oneri operativi	131	171	30,5
(3.051)	(1.945)	(3.095)	(1,4)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.579)	(9.318)	2,7
<b>2.875</b>	<b>4.504</b>	<b>3.534</b>	<b>22,9</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>16.111</b>	<b>17.486</b>	<b>8,5</b>
(186)	(462)	(290)	(55,9)	Proventi (oneri) finanziari netti	(727)	(1.129)	(55,3)
287	266	1.184	..	Proventi netti su partecipazioni	1.156	2.171	87,8
<b>2.976</b>	<b>4.308</b>	<b>4.428</b>	<b>48,8</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>16.540</b>	<b>18.528</b>	<b>12,0</b>
(2.132)	(2.483)	(2.878)	(35,0)	Imposte sul reddito	(9.157)	(10.694)	(16,8)
71,6	57,6	65,0		<i>Tax rate (%)</i>	55,4	57,7	
844	1.825	1.550	83,6	Utile netto	7.383	7.834	6,1
				<b>Di competenza:</b>			
<b>548</b>	<b>1.770</b>	<b>1.320</b>	<b>140,9</b>	- azionisti Eni	<b>6.318</b>	<b>6.891</b>	<b>9,1</b>
296	55	230	(22,3)	- interessenze di terzi	1.065	943	(11,5)
<b>548</b>	<b>1.770</b>	<b>1.320</b>	<b>140,9</b>	<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>6.318</b>	<b>6.891</b>	<b>9,1</b>
(96)	(10)	(70)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(610)	(724)	
1.250	35	290		Esclusione special item	1.161	802	
				<i>di cui:</i>			
(246)				- oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69	
1.496	35	290		- altri special item	1.407	733	
<b>1.702</b>	<b>1.795</b>	<b>1.540</b>	<b>(9,5)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni <sup>(a)</sup></b>	<b>6.869</b>	<b>6.969</b>	<b>1,5</b>

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

## Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi 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 statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US 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 l'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 su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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)

**Esercizio 2011**

	<b>E&amp;P</b>	<b>G&amp;P</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>Petroli chimica</b>	<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>	<b>Altre attività</b>	<b>Corporate e società finanziarie</b>	<b>Effetto eliminazione utili interni</b>	<b>Gruppo</b>
<b>Utile operativo</b>	<b>15.887</b>	<b>1.758</b>	<b>(273)</b>	<b>(424)</b>	<b>1.422</b>	<b>(376)</b>	<b>(319)</b>	<b>(189)</b>	<b>17.486</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)					(1.113)
<b>Esclusione special item:</b>									
<i>di cui:</i>									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>				<b>10</b>		<b>59</b>			<b>69</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>190</b>	<b>354</b>	<b>645</b>	<b>178</b>	<b>21</b>	<b>91</b>	<b>53</b>		<b>1.532</b>
oneri ambientali		10	34	1		90			135
svalutazioni	190	145	488	160	35	4			1.022
plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(4)	10		4	(7)	(1)		(61)
accantonamenti a fondo rischi		77	8			9	(6)		88
oneri per incentivazione all'esodo	44	40	81	17	10	8	9		209
componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)				15
altro	18	41	27			(13)	51		124
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>190</b>	<b>354</b>	<b>645</b>	<b>188</b>	<b>21</b>	<b>150</b>	<b>53</b>		<b>1.601</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>16.077</b>	<b>1.946</b>	<b>(535)</b>	<b>(276)</b>	<b>1.443</b>	<b>(226)</b>	<b>(266)</b>	<b>(189)</b>	<b>17.974</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(231)	33				5	(932)		(1.125)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	624	407	99		95	(3)	1		1.223
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(9.604)	(845)	174	68	(440)	(1)	410	78	(10.160)
<i>Tax rate (%)</i>	58,3	35,4	..		28,6				56,2
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>6.866</b>	<b>1.541</b>	<b>(262)</b>	<b>(208)</b>	<b>1.098</b>	<b>(225)</b>	<b>(787)</b>	<b>(111)</b>	<b>7.912</b>
<b>Di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									943
- azionisti Eni									<b>6.969</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>6.891</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>									(724)
Esclusione special item									802
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									733
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>6.969</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €65 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

**Esercizio 2010**

	<b>E&amp;P</b>	<b>G&amp;P</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>Petrochimica</b>	<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>	<b>Altre attività</b>	<b>Corporate e società finanziarie</b>	<b>Effetto eliminazione utili interni</b>	<b>Gruppo</b>
<b>Utile operativo</b>	<b>13.866</b>	<b>2.896</b>	<b>149</b>	<b>(86)</b>	<b>1.302</b>	<b>(1.384)</b>	<b>(361)</b>	<b>(271)</b>	<b>16.111</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		<b>(270)</b>			<b>24</b>				<b>(246)</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>18</b>	<b>610</b>	<b>339</b>	<b>78</b>		<b>1.179</b>	<b>96</b>		<b>2.320</b>
oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
altro	5	(38)	5			9			(19)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>18</b>	<b>340</b>	<b>339</b>	<b>78</b>	<b>24</b>	<b>1.179</b>	<b>96</b>		<b>2.074</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>13.884</b>	<b>3.119</b>	<b>(171)</b>	<b>(113)</b>	<b>1.326</b>	<b>(205)</b>	<b>(265)</b>	<b>(271)</b>	<b>17.304</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				54,4
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>5.600</b>	<b>2.558</b>	<b>(49)</b>	<b>(85)</b>	<b>994</b>	<b>(216)</b>	<b>(699)</b>	<b>(169)</b>	<b>7.934</b>
<b>Di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									<b>6.869</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>6.318</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>									(610)
Esclusione special item									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.407
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>6.869</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €51 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

**Quarto trimestre 2011**

	<b>E&amp;P</b>	<b>G&amp;P</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>Petrochimica</b>	<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>	<b>Altre attività</b>	<b>Corporate e società finanziarie</b>	<b>Effetto eliminazione utili interni</b>	<b>Gruppo</b>
<b>Utile operativo</b>	<b>4.169</b>	<b>326</b>	<b>(681)</b>	<b>(297)</b>	<b>398</b>	<b>(132)</b>	<b>(46)</b>	<b>(203)</b>	<b>3.534</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(49)	(135)	48					(136)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		6	1	1		64			72
svalutazioni	49	153	437	81	11	(6)			725
plusvalenze nette su cessione di asset	(35)	(9)	18			(5)	(1)		(32)
accantonamenti a fondo rischi		56	3			10	4		73
oneri per incentivazione all'esodo	29	32	71	13	8	6	(4)		155
componente valutativa dei derivati su commodity	(30)	(163)	1		(27)				(219)
altro	18	33	14			(6)	28		87
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>31</b>	<b>108</b>	<b>545</b>	<b>95</b>	<b>(8)</b>	<b>63</b>	<b>27</b>		<b>861</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.200</b>	<b>385</b>	<b>(271)</b>	<b>(154)</b>	<b>390</b>	<b>(69)</b>	<b>(19)</b>	<b>(203)</b>	<b>4.259</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(58)	4				1	(235)		(288)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	176	103	40	(1)	16	(3)	1		332
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(2.624)	(159)	101	32	(129)	(1)	166	81	(2.533)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>60,8</i>	<i>32,3</i>	<i>..</i>		<i>31,8</i>				<i>58,9</i>
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.694</b>	<b>333</b>	<b>(130)</b>	<b>(123)</b>	<b>277</b>	<b>(72)</b>	<b>(87)</b>	<b>(122)</b>	<b>1.770</b>
<b>Di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									230
- azionisti Eni									<b>1.540</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.320</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>									(70)
Esclusione special item									290
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.540</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €5 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

**Quarto trimestre 2010**

	<b>E&amp;P</b>	<b>G&amp;P</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>Petrochimica</b>	<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>	<b>Altre attività</b>	<b>Corporate e società finanziarie</b>	<b>Effetto eliminazione utili interni</b>	<b>Gruppo</b>
<b>Utile operativo</b>	<b>3.799</b>	<b>550</b>	<b>(146)</b>	<b>(163)</b>	<b>350</b>	<b>(1.151)</b>	<b>(162)</b>	<b>(202)</b>	<b>2.875</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		11	(167)	24					(132)
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		<b>(270)</b>			<b>24</b>				<b>(246)</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>229</b>	<b>486</b>	<b>274</b>	<b>65</b>	<b>4</b>	<b>1.108</b>	<b>76</b>		<b>2.242</b>
oneri ambientali	30	14	133			1.092			1.269
svalutazioni	97	426	29	43	3	(1)			597
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)	2	(6)		5				(16)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			1	8		89
oneri per incentivazione all'esodo	84	64	105	22	4	8	68		355
componente valutativa dei derivati su commodity	31	(60)	7		(8)				(30)
altro	4	(38)	4			8			(22)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>229</b>	<b>216</b>	<b>274</b>	<b>65</b>	<b>28</b>	<b>1.108</b>	<b>76</b>		<b>1.996</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.028</b>	<b>777</b>	<b>(39)</b>	<b>(74)</b>	<b>378</b>	<b>(43)</b>	<b>(86)</b>	<b>(202)</b>	<b>4.739</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(49)	5				1	(141)		(184)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(8)	93	(7)	(1)	3	2			82
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(2.384)	(231)	(2)	38	(115)		(22)	77	(2.639)
Tax rate (%)	60,0	26,4	..		30,2				56,9
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.587</b>	<b>644</b>	<b>(48)</b>	<b>(37)</b>	<b>266</b>	<b>(40)</b>	<b>(249)</b>	<b>(125)</b>	<b>1.998</b>
<b>Di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									296
- azionisti Eni									<b>1.702</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>548</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>									(96)
Esclusione special item									1.250
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.496
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.702</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €15 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

**Terzo trimestre 2011**

	<b>E&amp;P</b>	<b>G&amp;P</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>Petrochimica</b>	<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>	<b>Altre attività</b>	<b>Corporate e società finanziarie</b>	<b>Effetto eliminazione utili interni</b>	<b>Gruppo</b>
<b>Utile operativo</b>	<b>3.919</b>	<b>338</b>	<b>32</b>	<b>(122)</b>	<b>304</b>	<b>(79)</b>	<b>(85)</b>	<b>197</b>	<b>4.504</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(64)	(35)	31					(68)
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali			7			14			21
svalutazioni			13	9	10	8			40
plusvalenze nette su cessione di asset			1		1	(2)			
accantonamenti a fondo rischi		21					(10)		11
oneri per incentivazione all'esodo	11	2	2	2	1	1	1		20
componente valutativa dei derivati su commodity	1	54	2		17				74
altro		1	4			6			11
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>12</b>	<b>78</b>	<b>29</b>	<b>11</b>	<b>29</b>	<b>27</b>	<b>(9)</b>		<b>177</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>3.931</b>	<b>352</b>	<b>26</b>	<b>(80)</b>	<b>333</b>	<b>(52)</b>	<b>(94)</b>	<b>197</b>	<b>4.613</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(57)	8					(413)		(462)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	36	85	21		70				212
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(2.255)	(239)	(3)	23	(118)		150	(71)	(2.513)
Tax rate (%)	57,7	53,7	..		29,3				57,6
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.655</b>	<b>206</b>	<b>44</b>	<b>(57)</b>	<b>285</b>	<b>(52)</b>	<b>(357)</b>	<b>126</b>	<b>1.850</b>
<b>Di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									55
- azionisti Eni									<b>1.795</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.770</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>									(10)
Esclusione special item									35
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.795</b>

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €3 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

## Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
<b>(246)</b>			<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>	<b>(246)</b>	<b>69</b>
			<i>di cui:</i>		
(246)			<i>sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>	(246)	69
<b>2.242</b>	<b>177</b>	<b>861</b>	<b>Altri special item</b>	<b>2.320</b>	<b>1.532</b>
1.269	21	72	oneri ambientali	1.369	135
597	40	725	svalutazioni	702	1.022
(16)		(32)	plusvalenze nette su cessione di asset	(248)	(61)
89	11	73	accantonamenti a fondo rischi	95	88
355	20	155	oneri per incentivazione all'esodo	423	209
(30)	74	(219)	componente valutativa dei derivati su commodity	(2)	15
(22)	11	87	altro	(19)	124
<b>1.996</b>	<b>177</b>	<b>861</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>2.074</b>	<b>1.601</b>
<b>2</b>		<b>2</b>	<b>Oneri (proventi) finanziari</b>	<b>35</b>	<b>4</b>
<b>(190)</b>	<b>(51)</b>	<b>(857)</b>	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(324)</b>	<b>(883)</b>
			<i>di cui:</i>		
(175)	(50)	(1.072)	- plusvalenze da cessione	(332)	(1.122)
8		191	- svalutazioni	28	191
<b>(558)</b>	<b>(91)</b>	<b>284</b>	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(624)</b>	<b>80</b>
			<i>di cui:</i>		
		552	adeguamento fiscalità differita su PSA		552
8	(22)	(23)	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	29	29
(566)	(69)	(245)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(653)	(501)
<b>1.250</b>	<b>35</b>	<b>290</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>1.161</b>	<b>802</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
8.280	6.933	7.936	(4,2)	Exploration & Production	29.497	29.121	(1,3)
9.096	7.265	10.617	16,7	Gas & Power	29.576	34.731	17,4
12.211	13.141	13.257	8,6	Refining & Marketing	43.190	51.219	18,6
1.474	1.604	1.343	(8,9)	Petrochimica	6.141	6.491	5,7
2.787	2.901	3.228	15,8	Ingegneria & Costruzioni	10.581	11.834	11,8
28	19	21	(25,0)	Altre attività	105	85	(19,0)
419	323	398	(5,0)	Corporate e società finanziarie	1.386	1.365	(1,5)
192	(36)	140		Effetto eliminazione utili interni	100	(54)	
(6.374)	(6.038)	(6.838)		Elisioni di consolidamento	(22.053)	(25.203)	
<b>28.113</b>	<b>26.112</b>	<b>30.102</b>	<b>7,1</b>		<b>98.523</b>	<b>109.589</b>	<b>11,2</b>

## Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
20.961	18.524	22.651	8,1	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	69.135	79.140	14,5
(246)				<i>di cui</i>	(246)	69	
1.185	32	138		- oneri non ricorrenti	1.291	224	
				- altri special item			
1.495	1.162	1.325	(11,4)	Costo lavoro	4.785	4.749	(0,8)
355	20	155		<i>di cui</i>	423	209	
				- incentivi per esodi agevolati e altro			
<b>22.456</b>	<b>19.686</b>	<b>23.976</b>	<b>6,8</b>		<b>73.920</b>	<b>83.889</b>	<b>13,5</b>



## Derivati non di copertura su commodity

[€ milioni]

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
	(1)	29	Exploration & Production	30	(2)
31		(1)	- componente realizzata	30	(1)
(31)	(1)	30	- componente valutativa		(1)
93	(47)	184	Gas & Power	93	138
33	7	21	- componente realizzata	123	183
60	(54)	163	- componente valutativa	(30)	(45)
(39)	45	(18)	Refining & Marketing	(15)	(38)
(32)	47	(17)	- componente realizzata	(25)	(41)
(7)	(2)	(1)	- componente valutativa	10	3
	(1)		Petrolchimica	2	1
	(1)		- componente realizzata	2	1
			- componente valutativa		
	(12)	17	Ingegneria & Costruzioni	14	19
(8)	5	(10)	- componente realizzata	(8)	(9)
8	(17)	27	- componente valutativa	22	28
<b>54</b>	<b>(16)</b>	<b>212</b>	<b>Derivati privi dei requisiti formali per hedge accounting</b>	<b>124</b>	<b>118</b>
24	58	(7)	- componente realizzata	122	133
30	(74)	219	- componente valutativa	2	(15)
<b>7</b>	<b>(18)</b>	<b>5</b>	<b>Derivati di trading Gas &amp; Power e ETS</b>	<b>7</b>	<b>53</b>
<b>61</b>	<b>(34)</b>	<b>217</b>	<b>Totale</b>	<b>131</b>	<b>171</b>

## Ammortamenti e svalutazioni

[€ milioni]

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
1.922	1.396	1.828	(4,9)	Exploration & Production	6.928	6.251	(9,8)
258	237	252	(2,3)	Gas & Power	963	955	(0,8)
93	87	89	(4,3)	Refining & Marketing	333	351	5,4
22	21	23	4,5	Petrolchimica	83	90	8,4
145	149	164	13,1	Ingegneria e Costruzioni	513	596	16,2
1	2		..	Altre attività	2	2	
23	19	21	(8,7)	Corporate e società finanziarie	79	75	(5,1)
(6)	(6)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(20)	(23)	
<b>2.458</b>	<b>1.905</b>	<b>2.371</b>	<b>(3,5)</b>	<b>Ammortamenti</b>	<b>8.881</b>	<b>8.297</b>	<b>(6,6)</b>
<b>593</b>	<b>40</b>	<b>724</b>	<b>22,1</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>698</b>	<b>1.021</b>	<b>46,3</b>
<b>3.051</b>	<b>1.945</b>	<b>3.095</b>	<b>1,4</b>		<b>9.579</b>	<b>9.318</b>	<b>(2,7)</b>

## Proventi (oneri) su partecipazioni

[€ milioni]

Esercizio 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	(58)	95	(46)	<b>386</b>
Dividendi	491	99	69			<b>659</b>
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	1.112	11	2	2	<b>1.125</b>
Altri proventi (oneri) netti	8	(3)	(5)		1	<b>1</b>
	<b>616</b>	<b>1.484</b>	<b>17</b>	<b>97</b>	<b>(43)</b>	<b>2.171</b>

## 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 delle interessenze 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 Dic. 2010	30 Set. 2011	31 Dic. 2011	Var. ass. vs 31 Dic. 2010	Var. ass. vs 30 Set. 2011
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	29.882	29.595	1.812	(287)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.478	6.610	6.493	(985)	(117)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.305	23.272	23.102	2.797	(170)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.541)	(1.498)	51	43
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(64)	(37)	72	27
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(4)	(28)	(22)	(24)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>26.119</b>	<b>28.273</b>	<b>28.032</b>	<b>1.913</b>	<b>(241)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>55.728</b>	<b>57.656</b>	<b>60.450</b>	<b>4.722</b>	<b>2.794</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,47</b>	<b>0,49</b>	<b>0,46</b>	<b>(0,01)</b>	<b>(0,03)</b>

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2011

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2011 <sup>(a)</sup>
Eni UK Holding Plc	1
Eni Finance International SA	159
Eni SpA	1.545
	<b>1.705</b>

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

## Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2011 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2011 <sup>(a)</sup> (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	100	GBP	125	2021	fisso	4,75
Eni Finance International SA	50	EUR	49	2031	fisso	4,80
Eni SpA	1.110	EUR	1.104	2017	fisso	4,88
Eni SpA	215	EUR	215	2017	variabile	
			<b>1.493</b>			

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

## 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 delle interessenze 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 38% 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)

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>2011</b>				
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>6.866</b>	<b>1.541</b>	<b>(262)</b>	<b>7.912</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	454
<b>Utile netto adjusted unlevered</b>	<b>6.866</b>	<b>1.541</b>	<b>(262)</b>	<b>8.366</b>
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo	42.024	27.683	8.600	87.758
<b>Capitale investito netto medio adjusted</b>	<b>39.835</b>	<b>27.515</b>	<b>8.461</b>	<b>84.803</b>
<b>ROACE adjusted [%]</b>	<b>17,2</b>	<b>5,6</b>	<b>(3,1)</b>	<b>9,9</b>

(€ milioni)

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
<b>2010</b>				
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>5.600</b>	<b>2.558</b>	<b>(49)</b>	<b>7.934</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	337
<b>Utile netto adjusted unlevered</b>	<b>5.600</b>	<b>2.558</b>	<b>(49)</b>	<b>8.271</b>
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo	37.646	27.270	7.859	81.237
<b>Capitale investito netto medio adjusted</b>	<b>35.051</b>	<b>26.012</b>	<b>7.982</b>	<b>77.172</b>
<b>ROACE adjusted [%]</b>	<b>16,0</b>	<b>9,8</b>	<b>(0,6)</b>	<b>10,7</b>

# Schemi di bilancio IFRS

## STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	<b>31 Dic. 2010</b>	<b>30 Set. 2011</b>	<b>31 Dic. 2011</b>
<b>ATTIVITÀ</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549	1.541	1.498
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	382	302	262
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	23.450	24.785
Rimanenze	6.589	8.159	7.579
Attività per imposte sul reddito correnti	467	272	544
Attività per altre imposte correnti	938	1.004	1.388
Altre attività	1.350	1.862	2.365
	<b>34.911</b>	<b>36.590</b>	<b>38.421</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	70.314	73.577
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.335	2.433
Attività immateriali	11.172	10.858	10.953
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668	5.941	5.879
Altre partecipazioni	422	390	399
Altre attività finanziarie	1.523	1.683	1.578
Attività per imposte anticipate	4.864	4.506	5.489
Altre attività	3.355	4.445	4.186
	<b>96.432</b>	<b>100.472</b>	<b>104.494</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>	<b>517</b>	<b>309</b>	<b>230</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>131.860</b>	<b>137.371</b>	<b>143.145</b>
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	6.515	5.249	4.457
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963	1.361	2.036
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	21.668	23.072
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515	2.585	2.090
Passività per altre imposte correnti	1.659	2.092	1.896
Altre passività	1.620	1.998	2.249
	<b>34.847</b>	<b>34.953</b>	<b>35.800</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	20.305	23.272	23.102
Fondi per rischi e oneri	11.792	11.692	12.710
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032	1.069	1.039
Passività per imposte differite	5.924	5.645	7.119
Altre passività	2.194	3.015	2.901
	<b>41.247</b>	<b>44.693</b>	<b>46.871</b>
<b>Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b>	<b>38</b>	<b>69</b>	<b>24</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>76.132</b>	<b>79.715</b>	<b>82.695</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Interessenze di terzi</b>	<b>4.522</b>	<b>4.710</b>	<b>4.921</b>
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	49.624	51.997	53.216
Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(174)	10	54
Azioni proprie	(6.756)	(6.753)	(6.753)
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.884)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	5.571	6.891
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>	<b>51.206</b>	<b>52.946</b>	<b>55.529</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>55.728</b>	<b>57.656</b>	<b>60.450</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>131.860</b>	<b>137.371</b>	<b>143.145</b>

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
			<b>RICAVI</b>		
28.113	26.112	30.102	Ricavi della gestione caratteristica	98.523	109.589
208	57	286	Altri ricavi e proventi	956	933
<b>28.321</b>	<b>26.169</b>	<b>30.388</b>	<b>Totale ricavi</b>	<b>99.479</b>	<b>110.522</b>
			<b>COSTI OPERATIVI</b>		
20.961	18.524	22.651	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	69.135	79.140
(246)			- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	(246)	(69)
1.495	1.162	1.325	Costo lavoro	4.785	4.749
<b>61</b>	<b>(34)</b>	<b>217</b>	<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>	<b>131</b>	<b>171</b>
<b>3.051</b>	<b>1.945</b>	<b>3.095</b>	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	<b>9.579</b>	<b>9.318</b>
<b>2.875</b>	<b>4.504</b>	<b>3.534</b>	<b>UTILE OPERATIVO</b>	<b>16.111</b>	<b>17.486</b>
			<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>		
1.139	1.760	1.761	Proventi finanziari	6.117	6.379
(1.354)	(2.149)	(1.787)	Oneri finanziari	(6.713)	(7.396)
29	(73)	(264)	Strumenti derivati	(131)	(112)
<b>(186)</b>	<b>(462)</b>	<b>(290)</b>		<b>(727)</b>	<b>(1.129)</b>
			<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>		
95	198	(94)	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	537	386
192	68	1.278	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	619	1.785
<b>287</b>	<b>266</b>	<b>1.184</b>		<b>1.156</b>	<b>2.171</b>
<b>2.976</b>	<b>4.308</b>	<b>4.428</b>	<b>UTILE ANTE IMPOSTE</b>	<b>16.540</b>	<b>18.528</b>
(2.132)	(2.483)	(2.878)	Imposte sul reddito	(9.157)	(10.694)
<b>844</b>	<b>1.825</b>	<b>1.550</b>	<b>Utile netto</b>	<b>7.383</b>	<b>7.834</b>
			<b>Di competenza:</b>		
548	1.770	1.320	- azionisti Eni	6.318	6.891
296	55	230	- interessenze di terzi	1.065	943
<b>844</b>	<b>1.825</b>	<b>1.550</b>		<b>7.383</b>	<b>7.834</b>
			<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)</b>		
0,15	0,49	0,36	- semplice	1,74	1,90
0,15	0,49	0,36	- diluito	1,74	1,90

## PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2010	2011
<b>Utile netto dell'esercizio</b>	<b>7.383</b>	<b>7.834</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	2.169	1.028
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	443	363
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(9)	(5)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(10)	(1)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(175)	(134)
	<b>2.418</b>	<b>1.251</b>
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>9.801</b>	<b>9.085</b>
<b>Di competenza:</b>		
- azionisti Eni	8.699	8.143
- interessenze di terzi	1.102	942
	<b>9.801</b>	<b>9.085</b>

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010</b>		<b>55.728</b>
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	9.085	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(571)	
Diritti decaduti	(7)	
Costo di competenza stock option assegnate	2	
Versamenti degli azionisti	26	
Acquisto quote Altergaz	(126)	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	16	
Altre variazioni	(8)	
<b>Totale variazioni</b>		<b>4.722</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011</b>		<b>60.450</b>
<b>Di competenza:</b>		
- azionisti Eni		<b>55.529</b>
- interessenze di terzi		4.921

## RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
<b>844</b>	<b>1.825</b>	<b>1.550</b>	<b>Utile netto</b>	<b>7.383</b>	<b>7.834</b>
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.458	1.905	2.371	Ammortamenti	8.881	8.297
593	40	724	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	698	1.021
(95)	(198)	94	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(537)	(386)
(173)	(48)	(1.094)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(552)	(1.170)
(4)	(15)	(207)	Dividendi	(264)	(659)
9	(36)	(15)	Interessi attivi	(96)	(101)
155	209	190	Interessi passivi	571	740
2.132	2.483	2.878	Imposte sul reddito	9.157	10.694
11	304	(88)	Altre variazioni	(39)	174
			Variazioni del capitale di esercizio:		
283	(945)	366	- rimanenze	(1.150)	(1.426)
(2.335)	(551)	(1.711)	- crediti commerciali	(1.918)	(551)
2.794	21	1.816	- debiti commerciali	2.770	331
915	(39)	(57)	- fondi per rischi e oneri	588	71
(1.692)	(568)	(184)	- altre attività e passività	(2.010)	(639)
(35)	(2.082)	230	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.720)</i>	<i>(2.214)</i>
12	1	1	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	21	(10)
240	283	260	Dividendi incassati	799	997
53	46	49	Interessi incassati	126	100
(182)	(133)	(222)	Interessi pagati	(600)	(893)
(2.872)	(1.975)	(3.532)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.134)	(10.030)
<b>3.146</b>	<b>2.609</b>	<b>3.189</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>14.694</b>	<b>14.394</b>
			Investimenti:		
(3.363)	(2.607)	(3.179)	- attività materiali	(12.308)	(11.657)
(549)	(322)	(715)	- attività immateriali	(1.562)	(1.781)
(41)		(93)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(143)	(115)
(68)	(92)	(47)	- partecipazioni	(267)	(245)
(37)	(14)	(8)	- titoli	(50)	(62)
(290)	33	(127)	- crediti finanziari	(866)	(714)
290	157	162	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	261	379
(4.058)	(2.845)	(4.007)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(14.935)</i>	<i>(14.195)</i>
			Disinvestimenti:		
21	5	63	- attività materiali	272	153
21	17	16	- attività immateriali	57	41
167	167	838	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	215	1.006
2	42	660	- partecipazioni	569	711
(24)	64	12	- titoli	14	128
291	(14)	191	- crediti finanziari	841	695
56	40	93	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	2	243
534	321	1.873	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>1.970</i>	<i>2.977</i>
<b>(3.524)</b>	<b>(2.524)</b>	<b>(2.134)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(12.965)</b>	<b>(11.218)</b>

**RENDICONTO FINANZIARIO** (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
1.278	913	511	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.953	4.474
(2.585)	162	6	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.327)	(889)
1.855	745	(1.348)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.646	(2.483)
<b>548</b>	<b>1.820</b>	<b>(831)</b>		<b>2.272</b>	<b>1.102</b>
			Apporti netti di capitale proprio da terzi		27
17	2	(15)	Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	37	
		(118)	Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(126)
	(1.884)		Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(3.622)	(3.695)
(160)		(152)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(514)	(549)
		16	Cessione (acquisto) di azioni proprie		16
<b>405</b>	<b>(62)</b>	<b>(1.100)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>(1.827)</b>	<b>(3.225)</b>
			Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)
			Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	39	5
10	44	2			
<b>37</b>	<b>67</b>	<b>(43)</b>	<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>	<b>(59)</b>	<b>(51)</b>
<b>1.512</b>	<b>1.474</b>	<b>1.541</b>	<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo</b>	<b>1.608</b>	<b>1.549</b>
<b>1.549</b>	<b>1.541</b>	<b>1.498</b>	<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo</b>	<b>1.549</b>	<b>1.498</b>



## INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011	Var. % IV trim. 11 vs 10		Esercizio		
					2010	2011	Var. %
2.573	2.026	2.690	4,5	Exploration & Production	9.690	9.435	(2,6)
615	411	585	(4,9)	Gas & Power	1.685	1.721	2,1
381	191	359	(5,8)	Refining & Marketing	711	866	21,8
126	49	52	(58,7)	Petrolchimica	251	216	(13,9)
386	254	285	(26,2)	Ingegneria & Costruzioni	1.552	1.090	(29,8)
1	9	(2)	..	Altre attività	22	10	(54,5)
33	18	48	45,5	Corporate e società finanziarie	109	128	17,4
(203)	(29)	(123)		Effetto eliminazione utili interni	(150)	(28)	
<b>3.912</b>	<b>2.929</b>	<b>3.894</b>	<b>(0,5)</b>		<b>13.870</b>	<b>13.438</b>	<b>(3,1)</b>

Nel quarto trimestre 2011, gli investimenti tecnici di €3.894 milioni (€13.438 milioni nell'anno) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Kazakistan, Egitto, Algeria, Congo e Italia e le attività di ricerca esplorativa (€525 milioni nel trimestre), con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Nigeria, Indonesia, Gabon e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€285 milioni) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€330 milioni) e di distribuzione del gas (€101 milioni), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€80 milioni), nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€33 milioni);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€240 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 (€117 milioni).

# Investimenti tecnici per settore

## EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
184	232	184	Italia	680	778
320	426	573	Resto d'Europa	977	1.698
546	318	414	Africa Settentrionale	2.675	1.570
606	470	671	Africa Occidentale	2.276	2.743
264	210	233	Kazakhstan	1.045	915
164	150	150	Resto dell'Asia	538	531
446	213	260	America	1.316	902
43	7	205	Australia e Oceania	183	298
<b>2.573</b>	<b>2.026</b>	<b>2.690</b>		<b>9.690</b>	<b>9.435</b>

## GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
<b>88</b>	<b>49</b>	<b>72</b>	<b>Mercato</b>	<b>248</b>	<b>184</b>
<b>519</b>	<b>361</b>	<b>511</b>	<b>Business regolati Italia</b>	<b>1.420</b>	<b>1.529</b>
300	194	330	- Trasporto	842	898
135	84	101	- Distribuzione	328	337
84	83	80	- Stoccaggio	250	294
<b>8</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Trasporto internazionale</b>	<b>17</b>	<b>8</b>
<b>615</b>	<b>411</b>	<b>585</b>		<b>1.685</b>	<b>1.721</b>

## REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011		Esercizio	
				2010	2011
251	137	240	Raffinazione, supply e logistica	446	626
125	53	117	Marketing	246	231
5	1	2	Altre Attività	19	9
<b>381</b>	<b>191</b>	<b>359</b>		<b>711</b>	<b>866</b>

# Exploration & Production

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
					2010	2011
<b>1.954</b>	<b>1.473</b>	<b>1.678</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a) (b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.815</b>	<b>1.581</b>
182	193	191	Italia		183	186
236	203	217	Resto d'Europa		222	216
688	367	497	Africa Settentrionale		602	438
403	364	381	Africa Occidentale		400	369
117	96	105	Kazakhstan		108	106
155	103	121	Resto dell'Asia		131	112
145	121	128	America		143	126
28	26	38	Australia e Oceania		26	28
<b>173,6</b>	<b>130,0</b>	<b>143,7</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	<b>638,0</b>	<b>548,5</b>

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
					2010	2011
<b>1.049</b>	<b>793</b>	<b>896</b>	<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	<b>997</b>	<b>845</b>
63	70	68	Italia		61	64
129	114	119	Resto d'Europa		121	120
329	177	231	Africa Settentrionale		301	209
302	272	289	Africa Occidentale		321	278
72	60	62	Kazakhstan		65	64
74	28	41	Resto dell'Asia		48	34
71	64	67	America		71	65
9	8	19	Australia e Oceania		9	11

## PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
					2010	2011
<b>142</b>	<b>107</b>	<b>123</b>	<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a) (b)</sup>	(milioni di metri cubi/giorno)	<b>129</b>	<b>116</b>
18	19	19	Italia		19	19
17	14	15	Resto d'Europa		16	15
56	30	42	Africa Settentrionale		47	36
16	14	14	Africa Occidentale		13	14
7	6	7	Kazakhstan		7	7
13	12	13	Resto dell'Asia		13	12
12	9	10	America		11	10
3	3	3	Australia e Oceania		3	3

(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 (9,4 e 9,7 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2011 e 2010, rispettivamente e 9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno nell'esercizio 2011 e 2010 rispettivamente, e 9,2 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2011).

## Petrochimica

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
					2010	2011
			<b>Vendite</b>	(€ milioni)		
648	731	586	Petrochimica di base		2.833	2.987
771	825	695	Polimeri		3.126	3.299
55	48	62	Altri ricavi		182	205
<b>1.474</b>	<b>1.604</b>	<b>1.343</b>			<b>6.141</b>	<b>6.491</b>
			<b>Produzioni</b>	(migliaia di tonnellate)		
1.136	968	926	Petrochimica di base		4.860	4.101
560	532	472	Polimeri		2.360	2.144
<b>1.696</b>	<b>1.500</b>	<b>1.398</b>			<b>7.220</b>	<b>6.245</b>

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2010	III trim. 2011	IV trim. 2011			Esercizio	
					2010	2011
			<b>Ordini acquisiti</b>			
1.241	1.074	1.795	Engineering & Construction offshore		4.600	6.131
2.050	1.280	1.649	Engineering & Construction onshore		7.744	5.006
10	296	135	Perforazioni mare		326	780
11	121	149	Perforazioni terra		265	588
<b>3.312</b>	<b>2.771</b>	<b>3.728</b>			<b>12.935</b>	<b>12.505</b>

(€ milioni)

	31 Dic. 2010	31 Dic. 2011
<b>Portafoglio ordini</b>	<b>20.505</b>	<b>20.417</b>

# Schemi riclassificati Eni SpA

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		Var. %
	2010	2011	
Ricavi della gestione caratteristica	35.251	45.492	29,1
Altri ricavi e proventi	273	278	1,8
Costi operativi	(34.168)	(44.830)	(31,2)
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	270		
Altri proventi e oneri operativi	4	106	..
Ammortamenti e svalutazioni	(923)	(1.277)	(38,4)
<b>Utile operativo</b>	<b>437</b>	<b>(231)</b>	<b>..</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(122)	(256)	..
Proventi netti su partecipazioni	5.943	4.789	(19,4)
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(24)		
<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>6.258</b>	<b>4.302</b>	<b>(31,3)</b>
Imposte sul reddito	(79)	(51)	35,4
<b>Utile netto</b>	<b>6.179</b>	<b>4.251</b>	<b>(31,2)</b>

## STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2010	31 Dic. 2011	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	6.161	6.402	241
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.957	2.441	484
Attività immateriali	994	1.037	43
Partecipazioni	31.924	31.772	(152)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	12.284	12.226	(58)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(143)	(342)	(199)
	<b>53.177</b>	<b>53.536</b>	<b>359</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>	<b>1.549</b>	<b>3.994</b>	<b>2.445</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(306)</b>	<b>(285)</b>	<b>21</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>6</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>54.426</b>	<b>57.245</b>	<b>2.819</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>34.724</b>	<b>35.298</b>	<b>574</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>19.702</b>	<b>21.947</b>	<b>2.245</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>54.426</b>	<b>57.245</b>	<b>2.819</b>