



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL TERZO TRIMESTRE E DEI NOVE MESI 2011

Roma, 27 ottobre 2011 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi del 2011¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted***: €4,61 miliardi nel trimestre (+12%); €13,71 miliardi nei nove mesi (+9%);
- **Utile netto *adjusted***: €1,79 miliardi nel trimestre (+7%); €5,43 miliardi nei nove mesi (+5%);
- **Utile netto**: €1,77 miliardi nel trimestre (+3%); €5,57 miliardi nei nove mesi (-3%);
- **Cash flow**: €2,61 miliardi nel trimestre; €11,2 miliardi nei nove mesi.

Highlight operativi

- **Produzione d'idrocarburi ancora penalizzata dalla Libia**: -13,6% nel trimestre a 1,47 milioni di barili/giorno (-12,4% nei nove mesi); in linea (-0,8% nei nove mesi) al netto dell'effetto prezzo e della minore produzione libica;
- **Vendite di gas**: -3,4% a 17,96 miliardi di metri cubi nel trimestre (+4,4% nei nove mesi);
- **Riaperto il gasdotto GreenStream e riprese le attività produttive in Libia**;
- **Firmati con Gazprom i contratti commerciali che assicurano la decisione finale d'investimento per lo sviluppo del *giant* a gas Samburskoye**;
- **Firmato l'accordo preliminare con GDF per l'acquisto del 10,4% nel giacimento Elgin/Franklin nel Mare del Nord britannico già partecipato da Eni**;
- **Avviati nel trimestre giacimenti in Egitto e Australia che portano a 8 il totale degli avvii da inizio anno**;
- **Scoperta *giant* di Mamba nell'*offshore* del Mozambico con un potenziale fino a 637,5 miliardi di metri cubi di gas in posto.**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel trimestre Eni ha conseguito risultati eccellenti. Sono molto soddisfatto del rapido riavvio della produzione in Libia e della riapertura del GreenStream. Abbiamo rafforzato il nostro portafoglio grazie alla firma degli accordi con Gazprom che danno il via al nostro upstream in Siberia e ai ripetuti successi della nostra esplorazione. In Mozambico, poi, abbiamo effettuato la più grande scoperta di idrocarburi della nostra storia."

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

Highlight finanziari

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2010	2011	Var. %
4.084	3.810	4.504	10,3	Utile operativo	13.236	13.952	5,4	
4.106	4.003	4.613	12,3	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	12.565	13.715	9,2	
1.724	1.254	1.770	2,7	Utile netto ^(b)	5.770	5.571	(3,4)	
0,48	0,35	0,49	2,1	- per azione (€) ^(c)	1,59	1,54	(3,1)	
1,24	1,01	1,38	11,3	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	4,18	4,33	3,6	
1.678	1.436	1.795	7,0	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}	5.167	5.429	5,1	
0,46	0,40	0,50	8,7	- per azione (€) ^(c)	1,43	1,50	4,9	
1,19	1,15	1,41	18,5	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	3,76	4,22	12,2	

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 25.

(b) Utile di competenza Eni.

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo *adjusted*

Nel terzo trimestre 2011 l'utile operativo *adjusted* è stato di €4,61 miliardi con un incremento del 12,3% rispetto al terzo trimestre 2010. Il principale *driver* è stata la migliore *performance* del settore Exploration & Production (+19,3%) trainata dallo scenario petrolifero che ha più che compensato gli effetti economici della perdita di produzione in Libia. Altri incrementi di risultato sono stati ottenuti dai settori Ingegneria & Costruzioni (+5,4%) sostenuto dalla crescita del volume di affari e dalla migliore redditività delle commesse e Refining & Marketing (+85,7%) per la leggera ripresa congiunturale dello scenario di raffinazione. Tali fattori positivi sono stati attenuati dall'andamento negativo del settore Gas & Power (-21,1%) dovuto alla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda che ha penalizzato i margini unitari di commercializzazione. Il risultato *adjusted* di Gas & Power non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 settembre. Anche la Petrolchimica ha registrato un netto peggioramento della gestione a causa dell'elevato costo della carica petrolifera non trasferito nei prezzi finali dei prodotti.

I nove mesi 2011 evidenziano un incremento del 9,2% dell'utile operativo *adjusted* di Gruppo a €13,71 miliardi dovuto al positivo andamento dei settori Exploration & Production e, in misura minore, Ingegneria & Costruzioni, i cui benefici sono stati attenuati dalla flessione dei settori *downstream* gas, raffinazione e petrolchimica.

Utile netto *adjusted*

Nel terzo trimestre 2011 l'utile netto *adjusted* è stato di €1,79 miliardi con un incremento del 7% rispetto al terzo trimestre 2010. Il miglioramento della *performance* operativa è stato parzialmente assorbito dall'incremento degli oneri finanziari netti (-€508 milioni) correlato alla variazione negativa del *fair value* di strumenti derivati su tassi e cambi privi dei requisiti formali per essere qualificati come *hedges*, e dall'incremento di circa sette punti percentuali del *tax rate* consolidato dovuto alla maggiore incidenza dell'imponibile generato dal settore Exploration & Production e alle recenti modifiche al regime fiscale delle imprese italiane con l'aumento di 4 punti percentuali della maggiorazione IRES ora del 10,5% 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 con efficacia dal 1° gennaio 2011.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi 2011 è stato di €5,43 miliardi (+5,1% rispetto ai nove mesi 2010) per effetto degli stessi fenomeni commentati nei risultati del trimestre.

Investimenti tecnici

Nel terzo trimestre 2011 gli investimenti tecnici di €2.929 milioni (€9.544 milioni nei nove mesi) 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.

Cash flow

Nel terzo trimestre 2011 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €2.609 milioni (€11.205 milioni nei nove mesi). Gli incassi da dismissioni sono stati di €231 milioni riferibili principalmente alla cessione delle attività di distribuzione gas in Brasile. Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli

investimenti tecnici del periodo e al pagamento dell'acconto dividendo 2011 agli azionisti Eni (€1.884 milioni). Al 30 settembre 2011 l'indebitamento finanziario netto² ammonta a €28.273 milioni, che rappresenta un incremento di €2.154 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 e di €2.295 milioni rispetto al 30 giugno 2011.

Indici di performance finanziaria

Il ROACE³ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2011 è del 10,4% (10,6% al 30 settembre 2010).

Il *leverage*³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,49 al 30 settembre 2011, in aumento rispetto al 31 dicembre 2010 (0,47). Sull'indicatore hanno inciso in positivo l'utile netto di periodo e, nel confronto con la situazione al 30 giugno 2011, la riduzione delle riserve negative di conversione, in negativo l'incremento dell'indebitamento finanziario netto e la distribuzione dei dividendi.

Highlight operativi e di scenario

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10			Nove mesi		
						2010	2011	Var. %
1.705	1.489	1.473	(13,6)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.768	1.548	(12,4)
948	793	793	(16,4)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	979	828	(15,4)
119	110	107	(10,1)	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	124	113	(8,9)
18,60	21,00	17,96	(3,4)	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	68,30	71,29	4,4
10,70	9,66	9,55	(10,7)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,31	28,89	(1,4)
3,19	2,90	3,03	(5,0)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,81	8,57	(2,7)

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2011 la produzione d'idrocarburi di 1,473 milioni di boe/giorno ha evidenziato una flessione del 13,6% rispetto al terzo trimestre 2010 a causa della perdita di *output* libico per effetto della sospensione delle attività produttive nel Paese, ad eccezione del giacimento di Wafa per la fornitura di gas destinato alla produzione locale di energia elettrica. A fine settembre è avvenuto il riavvio del giacimento Abu Attifel. La *performance* è stata penalizzata anche dai minori *entitlement* nei contratti di *Production Sharing Agreement (PSA)* e altri schemi simili per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -37 mila barili/giorno nel terzo trimestre 2011 (circa -35 mila barili/giorno rispetto ai nove mesi 2010), oltre che dalla citata forza maggiore in Libia stimata in circa -200 mila boe/giorno (-180 mila boe/giorno l'impatto nei nove mesi 2011). Al netto di tali effetti la produzione del trimestre è in linea (-0,8% nei nove mesi) sostenuta dalla crescita registrata in Norvegia, Italia ed Egitto.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2011 le vendite di gas sono state di 17,96 miliardi di metri cubi con una riduzione del 3,4% rispetto al terzo trimestre 2010 che riflette la pesante flessione dei ritiri da parte degli importatori in Italia (-70,1%) a causa dell'indisponibilità del gas libico. In calo anche i volumi venduti nel mercato domestico (-0,31 miliardi di metri cubi, pari al -4,7%) per effetto delle minori vendite al PSV e della contrazione dei consumi termoelettrici. Questi *trend* negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla migliore *performance* dei mercati europei (+2,7%) trainata dalla crescita principalmente in Turchia e dalle vendite GNL in Sud America e Giappone. Nei nove mesi le vendite di gas evidenziano un incremento del 4,4% per effetto della riconquista di clienti e quota di mercato in Italia, nonché della crescita organica registrata nei mercati europei che hanno più che compensato i minori ritiri degli importatori in Italia.

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 34.

(3) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* v. pag. 35 e pag. 34.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2011 i margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo hanno registrato una lieve ripresa (il margine indicatore TRC Brent a 2,9 dollari/barile +37,3% rispetto al terzo trimestre 2010; -27,8% vs. nove mesi 2010), invertendo il *trend* degli ultimi trimestri, pur rimanendo su livelli non remunerativi in un quadro di estrema volatilità. Il *trend* in aumento dello *spread* tra prodotti pregiati e olio combustibile ha sostenuto la redditività delle raffinerie a elevata conversione del sistema Eni. Il beneficio di tali andamenti è stato parzialmente assorbito dall'incremento del costo delle *utility* energetiche di raffineria indicizzate al costo del greggio.

Nel terzo trimestre 2011 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 2,2% (-2,3% nei nove mesi), inferiore al corrispondente calo dei consumi. La quota di mercato media del periodo risulta di conseguenza, del 31,2%, in aumento di 0,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2010. Le vendite rete nei mercati europei hanno risentito nel trimestre del calo dei consumi e della pressione competitiva (-12,1% nel trimestre; -3,8% nei nove mesi) con flessioni in Austria, Germania, Francia e Paesi dell'Est Europa.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2011 sono stati penalizzati dall'apprezzamento del cambio euro/dollaro (+9,5% nel trimestre; +6,9% nei nove mesi).

Aggiornamento situazione in Libia

Lo scenario in Libia si va progressivamente stabilizzando. Nel corso dei mesi di agosto e settembre Eni e il Consiglio Nazionale Transitorio libico (CNT) hanno stabilito ripetuti contatti con l'obiettivo comune di identificare le condizioni per una celere e completa ripresa delle attività di Eni nel Paese e di porre in essere quanto necessario per il riavvio del gasdotto GreenStream, che trasporta gas dalla costa libica a quella italiana. Sulla base di tali contatti, è stato definito il *recovery plan* e sono iniziate le attività presso le varie installazioni produttive in stretta collaborazione con il *management* della compagnia di Stato libica NOC. Il primo giacimento che è tornato a produrre è Abu Attifel; gli uffici Eni di Tripoli sono stati riaperti. Le operazioni di ripristino del gasdotto GreenStream stanno progredendo con l'obiettivo di riavviare gradualmente le esportazioni. Considerando che le strutture produttive e di trasporto non hanno subito danneggiamenti, il *management* prevede il pieno recupero del *plateau* produttivo di petrolio ante-crisi nei prossimi dodici mesi; il *ramp-up* dei volumi di gas richiederà un tempo inferiore, stimato in pochi mesi. Eni e le controparti libiche hanno ribadito l'efficacia degli accordi petroliferi in essere.

Sviluppi di business

Indonesia

Eni, nell'ambito del primo *Bid Round* internazionale lanciato in Indonesia nel 2011, in qualità di operatore di un consorzio di compagnie petrolifere internazionali ha ottenuto l'assegnazione del blocco North Galal, situato *offshore* al largo di East Kalimantan. Il *PSC (Production Sharing Contract)*, di cui Eni sarà operatore, sarà firmato entro l'anno. Il blocco North Galal si estende per 2.432 chilometri quadrati all'interno del bacino di Kutei, un'area molto prolifica dal punto di vista della presenza d'idrocarburi. Il programma esplorativo contrattuale prevede l'esecuzione di un rilievo sismico 2D su 200 chilometri e la perforazione di un pozzo durante i primi tre anni della fase esplorativa.

Mare del Nord

Nel settembre 2011 Eni ha firmato un accordo preliminare con GDF SUEZ per l'acquisto di un *interest* del 10,4% nel giacimento Elgin/Franklin al quale già partecipa con il 21,8%. L'acquisizione per la quale Eni ha offerto a GDF SUEZ un prezzo di €590 milioni rappresenta un naturale sviluppo del portafoglio Eni nell'area e consente di realizzare un maggiore livello produttivo attraverso lo sfruttamento di giacimenti conosciuti. Il *closing* dell'operazione è soggetto ad alcune condizioni sospensive tra le quali la rinuncia da parte delle altre compagnie petrolifere al diritto di prelazione sulla quota ceduta da GDF SUEZ.

Brasile

Nel luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a \$271 milioni.

Belgio

Nel luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Nuon Energy per l'acquisizione della controllata Nuon Belgium NV, che commercializza gas ed energia elettrica ai segmenti industriale e residenziale in Belgio. Il perfezionamento dell'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti autorità. L'esborso previsto ammonta a circa €210 milioni.

Accordi con Gazprom

Nel settembre 2011 Eni e Gazprom nell'ambito della *partnership* strategica hanno concordato una serie di sviluppi in iniziative industriali di comune interesse:

- Progetto South Stream

Sono stati definiti i termini per l'ingresso nel progetto degli operatori gas Wintershall ed EDF ciascuno con una quota del 15%.

- Giacimento di petrolio Elephant in Libia

Gazprom ha confermato l'interesse ad acquisire il 50% della quota posseduta da Eni (33,3%) nel consorzio per lo sviluppo del giacimento libico Elephant, situato nella zona desertica Sud-occidentale del Paese a 800 chilometri da Tripoli, in grado di produrre oltre 100 mila barili/giorno.

- Progetti gas in Siberia

È stato firmato il contratto che sancisce l'impegno di Gazprom ad acquistare il gas prodotto dal giacimento Samburgskoye, detenuto dalla *joint venture* Severenergia (Eni 29,4%). Tale accordo ha consentito di approvare la *Final Investment Decision* per lo sviluppo del giacimento. Lo *start-up* è atteso nel 2012.

Attività esplorativa

Nel terzo trimestre si evidenziano i principali successi esplorativi:

- (i) a gas e condensati con la scoperta di Lira (Eni operatore 35%), situata nel blocco 15/06, nell'*offshore* angolano;
- (ii) a gas di Jangkrik Nord Est nel blocco Muara Bakau (Eni operatore 55%) nell'*offshore* indonesiano;
- (iii) a gas con la scoperta *giant* di Mamba South 1 nell'Area 4 (Eni operatore 70%), bacino di Rovuma, dell'*offshore* settentrionale del Mozambico. 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.

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, seconda fase di sviluppo del giacimento omonimo. La produzione iniziale è pari a circa 7 mila boe/giorno;
- (ii) Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Est e l'Australia. 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 40 mila barili/giorno.

Cessione dei gasdotti internazionali

Il 22 settembre 2011 Eni ha stipulato l'accordo preliminare di vendita a Fluxys G delle partecipazioni degli *asset* del trasporto internazionale del gas prodotto in Nord Europa. Si tratta degli *interest* nelle società proprietarie dei gasdotti Transitgas (Svizzera) e TENP (Germania) interconnessi con il sistema italiano e nelle società titolari dei relativi diritti di trasporto. La cessione prevede il pagamento di un prezzo complessivo di 975 milioni di franchi svizzeri per le partecipazioni nel gasdotto Transitgas e di €60 milioni per le partecipazioni nel gasdotto TENP. L'operazione rientra nell'ambito degli impegni presi nei confronti della Commissione Europea in data 29 settembre 2010 ed è soggetta ad approvazione della stessa; il *closing* dell'operazione è previsto entro fine anno. Alla conclusione dell'operazione, rimarranno in vigore i contratti di *ship-or-pay* di Eni.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2011 è influenzato dai segnali di rallentamento della crescita economica che, in particolare nei Paesi OECD, frenano le decisioni di investimento e i consumi. Le quotazioni del petrolio sono attese in un *trend* solido, lievemente decrescente rispetto alle precedenti previsioni anche per effetto dei progressi avvenuti verso una soluzione della crisi libica. Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del *marker* Brent di 111 dollari/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la redditività degli operatori è penalizzata dal permanere di *spread* negativi tra i prezzi *spot* del gas, che pure evidenziano una certa ripresa rispetto al 2010, e il costo *oil-linked* dell'approvvigionato nei contratti di lungo termine, in un quadro di eccesso di offerta, crescita debole dei consumi e intensa pressione competitiva. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria (domanda stagnante ed eccesso di capacità) e dell'elevato costo della carica e delle *utility* energetiche. Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011 allo scenario di prezzo di 111 dollari/barile è prevista in flessione rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010 a 80 dollari/barile) a causa della perdita di volumi connessa alla temporanea interruzione della maggior parte delle attività Eni in Libia. Assumendo un parziale recupero della produzione libica nel quarto trimestre rispetto a quanto registrato nel terzo trimestre, il *management* stima a parità di scenario prezzi una flessione di circa 10 punti percentuali del livello produttivo 2011 vs. il 2010. Il *management* prosegue le azioni per incrementare i livelli produttivi negli altri Paesi di attività attraverso le regimazioni dei campi avviati nel 2010, gli *start-up* produttivi, in particolare nel quarto trimestre ne sono attesi in Italia, Egitto e Nigeria e attività di ottimizzazione della produzione in particolare in Nigeria, Norvegia, Egitto, Angola e Regno Unito;
- **Vendite di gas mondo:** le vendite 2011 sono previste in crescita rispetto al 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010), nonostante l'attesa flessione delle vendite agli *shipper* a causa dell'indisponibilità del gas libico. Sono previsti volumi in crescita in Italia dovuti alla riconquista di clienti nei segmenti termoelettrico, industriale e grossisti, con un significativo miglioramento della quota, e nei mercati europei *target*. In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo, azioni di *marketing* volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine. Sul piano finanziario, le minori vendite di gas agli *shipper* per effetto della crisi libica saranno bilanciate dai minori anticipi di cassa ai fornitori di gas per l'attivazione della clausola di *take-or-pay*, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alla minore disponibilità di gas libico tramite altre fonti di approvvigionamento;
- **Business regolati:** la *performance* dei Business regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della prosecuzione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in flessione rispetto al 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010) principalmente presso la raffineria di Venezia maggiormente esposta allo scenario negativo e alle difficoltà di approvvigionamento dei greggi libici. Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto ed azioni di ottimizzazione dei cicli produttivi e di recupero di efficienza diffusa per attenuare gli effetti della congiuntura di scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in lieve flessione rispetto al 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) a causa della riduzione dei consumi di carburanti, i cui effetti saranno attenuati da azioni mirate di *pricing* e iniziative promozionali, dallo sviluppo del "non-oil" e dall'incremento della qualità del servizio;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (€13,87 miliardi nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti *giant* e le aree dove sono programmati importanti avvii della Divisione Exploration & Production, interventi di *upgrading* delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Le operazioni di portafoglio comporteranno un esborso di circa €0,8 miliardi. Il *leverage* previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 111 dollari/barile, delle dimissioni in fase di finalizzazione e delle rinegoziazioni in corso dei contratti di approvvigionamento gas.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre 2011 e dei nove mesi 2011, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2011 e ai nove mesi 2011 e al terzo trimestre e ai nove mesi 2010. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2011, 30 giugno 2011 e 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 30 settembre 2011 sono quelli 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 rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto dei nove mesi non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

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

Investor Relations

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

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

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: 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 terzo trimestre e dei nove mesi 2011 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2011

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
22.704	24.596	26.112	15,0	Ricavi della gestione caratteristica	70.410	79.487	12,9
4.084	3.810	4.504	10,3	Utile operativo	13.236	13.952	5,4
28	(240)	(68)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(749)	(977)	
(6)	433	177		Esclusione <i>special item</i> :	78	740	
	69			<i>di cui</i> :		69	
(6)	364	177		- oneri (proventi) non ricorrenti	78	671	
4.106	4.003	4.613	12,3	- altri <i>special item</i>	12.565	13.715	9,2
				Utile operativo adjusted^(a)			
3.296	3.826	3.931	19,3	Dettaglio per settore di attività:	9.856	11.877	20,5
446	251	352	(21,1)	Exploration & Production	2.342	1.561	(33,3)
14	(114)	26	85,7	Gas & Power	(132)	(264)	(100,0)
31	(30)	(80)	..	Refining & Marketing	(39)	(122)	..
316	378	333	5,4	Petrochimica	948	1.053	11,1
(54)	(60)	(52)	3,7	Ingegneria & Costruzioni	(162)	(157)	3,1
(39)	(69)	(94)	..	Altre attività	(179)	(247)	(38,0)
96	(179)	197		Corporate e società finanziarie	(69)	14	
46	(292)	(462)		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	(508)	(837)	
178	414	212		Proventi (oneri) finanziari netti ^(c)	699	891	
(2.195)	(2.443)	(2.513)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(c)	(6.820)	(7.627)	
50,7	59,2	57,6		Imposte sul reddito ^(c)	53,5	55,4	
2.135	1.682	1.850	(13,3)	Tax rate (%)	5.936	6.142	3,5
1.724	1.254	1.770	2,7	Utile netto adjusted^(a)	5.770	5.571	(3,4)
16	(170)	(10)		Utile netto di competenza azionisti Eni	(514)	(654)	
(62)	352	35		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(89)	512	
	69			Esclusione <i>special item</i> :		69	
(62)	283	35		<i>di cui</i> :	(89)	443	
1.678	1.436	1.795	7,0	- oneri (proventi) non ricorrenti	5.167	5.429	5,1
				- altri <i>special item</i>			
0,48	0,35	0,49	2,1	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1,59	1,54	(3,1)
1,24	1,01	1,38	11,3	per azione (€)	4,18	4,33	3,6
				per ADR (\$)			
0,46	0,40	0,50	8,7	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1,43	1,50	4,9
1,19	1,15	1,41	18,5	per azione (€)	3,76	4,22	12,2
				per ADR (\$)			
3.622,5	3.622,6	3.622,7		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(d)	3.622,4	3.622,6	
2.409	4.411	2.609	8,3	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	11.548	11.205	(3,0)
2.851	3.740	2.929	2,7	Investimenti tecnici	9.958	9.544	(4,2)

(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. 25.

(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

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
76,86	117,36	113,46	47,6	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	77,14	111,93	45,1
1,291	1,439	1,413	9,5	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,316	1,406	6,9
59,54	81,56	80,30	34,9	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	58,62	79,59	35,8
2,09	1,09	2,87	37,3	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,63	1,90	(27,8)
2,48	2,20	2,92	17,7	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,42	2,82	(17,5)
1,62	0,76	2,03	25,3	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,00	1,35	(32,5)
6,68	9,36	8,74	30,8	Prezzo gas NBP ^(d)	5,99	9,06	51,3
0,9	1,4	1,6	79,3	Euribor - a tre mesi (%)	0,7	1,4	83,8
0,4	0,3	0,3	(23,1)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,4	0,3	(19,4)

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In USD per milioni di btu.

Risultati di Gruppo

Nel terzo trimestre 2011 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.770 milioni è aumentato di €46 milioni rispetto al terzo trimestre 2010, pari al 2,7%, riflettendo l'aumento dell'utile operativo (+10,3%) per effetto del miglioramento della *performance* dei settori Exploration & Production, Ingegneria & Costruzioni e Refining & Marketing, parzialmente attenuato dal negativo andamento dei settori *downstream* gas e petrolchimica. Il maggiore utile operativo è stato parzialmente assorbito dall'incremento degli oneri finanziari di €522 milioni connesso principalmente alla variazione negativa del *fair value* di derivati su tassi e cambi privi dei requisiti formali per la contabilizzazione in *hedge accounting*. Inoltre il risultato del trimestre è stato penalizzato dalla maggiore incidenza delle imposte sul reddito con il *tax rate* consolidato in aumento di circa 8 punti percentuali che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile generato dal settore Exploration & Production, nonché le recenti modifiche del regime fiscale delle imprese italiane introdotte dalla Legge n. 148 del settembre 2011 di conversione del Decreto Legge 138/2011 recante misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo. Per effetto di tali modifiche la maggiorazione IRES in vigore sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) è determinata nella misura del 10,5% con un incremento di 4 punti percentuali, che si cumulano all'aliquota ordinaria del 27,5% per un *tax rate* complessivo del 38% al quale si aggiunge l'IRAP (3,9%-4,2%). Inoltre l'ambito di applicazione della Robin Tax viene esteso alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale con efficacia retroattiva dal 1° gennaio 2011. Pertanto il risultato del terzo trimestre 2011 è gravato di maggiori imposte correnti di €166 milioni (€130 milioni nel risultato *adjusted*) compreso l'ammontare riferibile all'utile ante imposte del primo semestre 2011 (circa €116 milioni; €80 milioni nel risultato *adjusted*).

Nei nove mesi 2011 l'utile netto è stato di €5.571 milioni con una riduzione di €199 milioni rispetto al 2010, pari al 3,4%, che riflette le maggiori imposte sul reddito (-€791 milioni) dovute all'incremento di 3,6 punti percentuali del *tax rate* consolidato e il peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€298 milioni). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dell'utile operativo (+5,4%) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'aumento del prezzo del petrolio.

Nel terzo trimestre 2011 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.795 milioni è aumentato di €117 milioni rispetto al terzo trimestre 2010 (+7%). Nei nove mesi 2011 l'utile netto *adjusted* è stato di €5.429 milioni, in aumento di €262 milioni (+5,1% rispetto ai nove mesi 2010).

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €10 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €35 milioni, con una rettifica complessiva di +€25 milioni. Nei nove mesi l'utile di magazzino di €654 milioni e gli *special item* pari a €512 milioni di oneri, hanno avuto un effetto complessivo sull'utile netto di -€142 milioni.

Nei nove mesi 2011 gli **special item** operativi hanno riguardato: (i) svalutazioni di €305 milioni relative ad *asset* minerari nel settore Exploration & Production, principalmente proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e allo scenario dei prezzi del gas, e investimenti di periodo eseguiti per motivi di sicurezza su impianti dei settori Refining & Marketing e Petrolchimica oggetto di integrale svalutazione in esercizi passati; (ii) l'onere di €69 milioni riferito all'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento *antitrust* nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea; (iii) la componente valutativa negativa di strumenti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* dello IAS 39 (€234 milioni); (iv) accantonamenti ambientali e oneri per incentivazione all'esodo (€63 milioni e €54 milioni rispettivamente). Sono state realizzate plusvalenze sulla cessione di *asset* marginali nel settore Exploration & Production.

Risultati per settore

L'incremento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo nel terzo trimestre 2011 (+7%) è dovuto alla migliore *performance* operativa (+12,3%) registrata nei settori Exploration & Production e, in misura minore, Ingegneria & Costruzioni e Refining & Marketing i cui effetti sono stati attenuati dal peggioramento riportato dai settori Petrolchimica e Gas & Power. Il confronto con i nove mesi dello scorso esercizio evidenzia un incremento dell'utile netto del 5,1% che riflette la migliore *performance* operativa (+9,2%) dovuta principalmente al settore Exploration & Production e, in misura minore, al settore Ingegneria & Costruzioni.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2011 il settore ha registrato un incremento del 19,3% dell'utile operativo *adjusted* a €3.931 milioni (+20,5% nei nove mesi) dovuto all'aumento del prezzo in dollari degli idrocarburi (in media +37,8% e +33,5%, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi) trainato dallo scenario petrolifero. Tale andamento ha più che compensato l'impatto della perdita di produzione in Libia e l'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. L'utile netto *adjusted* di €1.655 milioni nel terzo trimestre 2011 e di €5.172 milioni nei nove mesi 2011 è aumentato rispettivamente del 24,5% e del 28,9% rispetto ai periodi di confronto.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una solida *performance* operativa che su base *adjusted* risulta in crescita del 5,4% e dell'11,1% rispettivamente nel terzo trimestre 2011 a €333 milioni e nei nove mesi a €1.053 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nei *business onshore* e perforazioni mare. L'utile netto *adjusted* è aumentato rispettivamente del 10,5% e del 12,8% nei due periodi di confronto.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2011 il settore Refining & Marketing ha riportato l'utile operativo *adjusted* di €26 milioni con un miglioramento di €12 milioni rispetto al terzo trimestre del 2010 per effetto principalmente della leggera ripresa dei margini di raffinazione, nonché delle azioni di ottimizzazione e di efficienza. Il beneficio di tali andamenti è stato attenuato dalla flessione dei risultati del Marketing.

Nei nove mesi 2011 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita operativa *adjusted* di €264 milioni con un peggioramento di €132 milioni che riflette la perdurante debolezza dello scenario di raffinazione a causa degli elevati costi della materia prima e delle *utility* energetiche non trasferiti sui prezzi finali dei prodotti.

In riduzione i risultati del *marketing* per effetto del calo dei consumi e dei repentini aumenti del costo dei prodotti trasferiti solo parzialmente nei prezzi sul mercato finale.

La perdita netta *adjusted* dei nove mesi 2011 di €132 milioni (che si confronta con il pareggio dei nove mesi 2010) riflette il peggioramento della *performance* operativa. Sostanzialmente in linea l'utile netto *adjusted* del trimestre (€44 milioni).

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2011 il settore Gas & Power ha registrato una flessione del risultato operativo *adjusted* del 21,1% (-33,3% nei nove mesi 2011) penalizzato dalla negativa *performance* dell'attività Mercato che ha chiuso il trimestre con la perdita di €286 milioni (in peggioramento di €174 milioni rispetto al terzo trimestre 2010 e di €934 milioni nel confronto con i nove mesi 2010). Il principale *driver* è stato la flessione dei margini di commercializzazione del gas in Italia e nei mercati europei a causa della forte pressione competitiva, dell'eccesso di offerta e della contenuta dinamica della domanda che hanno determinato pressioni sui prezzi ai clienti finali. 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 nonché dall'andamento negativo dello scenario principalmente per i parametri energetici. Tali *trend* negativi sono stati attenuati dal beneficio associato alla rinegoziazione di un contratto di fornitura *long-term* da parte di Distrigas. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalle positive *performance* operative del Trasporto internazionale (+82,8% nel trimestre; +28,4% nei nove mesi) e dei *Business* regolati Italia (+6,4% nel trimestre; +5% nei nove mesi). L'utile netto *adjusted* del settore è stato pari a €206 milioni nel trimestre (-53% rispetto al terzo trimestre 2010) e €1.208 milioni nei nove mesi (-36,9% rispetto al periodo di confronto).

Petrochimica

Nel terzo trimestre 2011 il settore ha registrato la perdita operativa *adjusted* di €80 milioni rispetto all'utile di €31 milioni nel terzo trimestre 2010 (nei nove mesi la perdita operativa è aumentata di €83 milioni a €122 milioni). Tale andamento negativo riflette la flessione dei margini unitari, in particolare il margine del *cracker*, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti sui prezzi di vendita e la sensibile contrazione della domanda sul mercato dovuta all'attesa di riduzione dei prezzi delle *commodity* petrolchimiche. La perdita netta *adjusted* nel trimestre è aumentata di €75 milioni a -€57 milioni (-€37 milioni nei nove mesi a €85 milioni di perdita).

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato ⁴

(€ milioni)

	31.12.2010	30.06.2011	30.09.2011	Var.ass. 31.12.2010	Var.ass. 30.06.2011
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	67.404	67.162	70.314	2.910	3.152
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.370	2.335	311	(35)
Attività immateriali	11.172	10.891	10.858	(314)	(33)
Partecipazioni	6.090	6.079	6.331	241	252
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.746	1.864	121	118
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(970)	(1.130)	(1.333)	(363)	(203)
	87.463	87.118	90.369	2.906	3.251
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	6.589	6.911	8.159	1.570	1.248
Crediti commerciali	17.221	15.277	16.154	(1.067)	877
Debiti commerciali	(13.111)	(11.293)	(11.750)	1.361	(457)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(3.753)	(4.207)	(1.523)	(454)
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(11.743)	(11.692)	100	51
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	(180)	(275)	1.011	(95)
	(5.063)	(4.781)	(3.611)	1.452	1.170
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.032)	(1.064)	(1.069)	(37)	(5)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	479	409	240	(239)	(169)
CAPITALE INVESTITO NETTO	81.847	81.682	85.929	4.082	4.247
Patrimonio netto di Enti	51.206	50.942	52.946	1.740	2.004
Interessenze di terzi	4.522	4.762	4.710	188	(52)
	55.728	55.704	57.656	1.928	1.952
Indebitamento finanziario netto	26.119	25.978	28.273	2.154	2.295
Coperture	81.847	81.682	85.929	4.082	4.247
Leverage	0,47	0,47	0,49	0,02	0,02

Il leggero apprezzamento registrato nel cambio euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,350 al 30 settembre 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, +1,1%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2011, una riduzione del capitale investito netto di €457 milioni, del patrimonio netto di €299 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €158 milioni. Rispetto al 30 giugno 2011, sono state registrate variazioni di segno opposto dovute al deprezzamento dell'euro (-6,6%) che ha determinato un incremento del capitale investito netto di €2.309 milioni, del patrimonio netto di €2.075 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €234 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€90.369 milioni) è aumentato di €2.906 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto principalmente del saldo positivo tra gli investimenti tecnici (€9.544 milioni) e gli ammortamenti/svalutazioni sostenuti nel periodo (€6.223 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€3.611 milioni) è aumentato di €1.452 milioni per effetto dell'incremento delle rimanenze (+€1.570 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 (+€1.011 milioni) dovuto principalmente al pagamento del debito in essere a fine 2010 verso i fornitori di gas relativo alla posizione di *take-or-pay* maturata nell'anno 2010 (€170 milioni) e della 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 dovuto allo stanziamento delle im-

(4) 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*).

poste di periodo (-€1.523 milioni). La riduzione dei debiti commerciali (+€1.361 milioni) è stata assorbita dalla riduzione dei crediti commerciali di €1.067 milioni.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€240 milioni) riguardano principalmente le società del trasporto internazionale del gas TAG GmbH e le consociate in Germania e Svizzera per le quali sono stati stipulati i relativi accordi preliminari di vendita.

Il **patrimonio netto** comprese le interessenze di terzi (€57.656 milioni) è aumentato di €1.928 milioni rispetto a fine 2010. L'incremento riferito all'utile complessivo di periodo (€6.171 milioni) dato dall'utile di conto economico di €6.284 milioni, parzialmente compensato dalle differenze cambio negative da conversione (-€299 milioni) e altre voci rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo, è stato assorbito dal pagamento dei dividendi da parte di Eni (€3.695 milioni, di cui €1.884 milioni relativi all'acconto dividendo 2011) e dei dividendi agli azionisti di minoranza di Saipem, Snam Rete Gas e altre entità minori (€547 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato ⁵

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
2.181	1.500	1.825	Utile netto	6.539	6.284
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
1.642	1.939	2.052	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.045	5.994
(135)	(9)	(48)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(379)	(76)
2.243	2.280	2.641	- dividendi, interessi e imposte	7.076	7.828
(1.798)	1.367	(2.082)	Variazione del capitale di esercizio	(1.685)	(2.444)
(1.724)	(2.666)	(1.779)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.048)	(6.381)
2.409	4.411	2.609	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.548	11.205
(2.851)	(3.740)	(2.929)	Investimenti tecnici	(9.958)	(9.544)
(186)	(87)	(92)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(301)	(220)
107	77	231	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	902	334
104	295	187	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(102)	287
(417)	956	6	Free cash flow	2.089	2.062
12	47	79	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	18	59
2.090	750	1.820	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.724	1.933
(1.808)	(2.181)	(1.882)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.956)	(4.058)
(40)	(20)	44	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	29	(4)
(163)	(448)	67	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(96)	(8)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
(417)	956	6	Free cash flow	2.089	2.062
306	198	(419)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(339)	(158)
(1.808)	(2.181)	(1.882)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.956)	(4.058)
(1.919)	(1.027)	(2.295)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.206)	(2.154)

(5) 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** dei nove mesi 2011 è stato pari a €11.205 milioni. I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€9.544 milioni) e al pagamento dei dividendi di €4.092 milioni (di cui €3.695 milioni agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam Rete Gas e Saipem), sono stati solo parzialmente assorbiti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni (€334 milioni), determinando un incremento di €2.154 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio. Le dismissioni hanno riguardato principalmente le attività di distribuzione gas in Brasile e asset marginali del settore Exploration & Production.

Il flusso di cassa dei nove mesi è stato inoltre penalizzato dal saldo negativo di €154 milioni dato dal *factoring* del quarto trimestre 2010 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2010 (€1.279 milioni) e il *factoring* del periodo corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 settembre 2011 (€1.125 milioni).

Altre informazioni

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 30 settembre 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 e Eni Finance USA Inc, già segnalate nella relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011. 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 terzo trimestre e nei nove mesi 2011.

Exploration & Production

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2010	2011	
6.648	6.778	6.933	4,3	Ricavi della gestione caratteristica		21.217	21.185	(0,2)
3.369	3.693	3.919	16,3	Utile operativo		10.067	11.718	16,4
(73)	133	12		Esclusione <i>special item</i> :		(211)	159	
1	141			- svalutazioni di asset e altre attività		30	141	
(57)	(11)			- plusvalenze nette su cessione di asset		(224)	(28)	
5	2	11		- oneri per incentivazione all'esodo		13	15	
(23)	1	1		- componente valutativa dei derivati su commodity		(31)	31	
1				- altro		1		
3.296	3.826	3.931	19,3	Utile operativo adjusted		9.856	11.877	20,5
(50)	(59)	(57)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(156)	(173)	
16	295	36		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		282	448	
(1.933)	(2.378)	(2.255)		Imposte sul reddito ^(a)		(5.969)	(6.980)	
59,3	58,5	57,7		Tax rate (%)		59,8	57,4	
1.329	1.684	1.655	24,5	Utile netto adjusted		4.013	5.172	28,9
				I risultati includono:				
1.578	1.580	1.396	(11,5)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		5.036	4.564	(9,4)
				di cui:				
251	310	249	(0,8)	ammortamenti di ricerca esplorativa		881	825	(6,4)
185	234	180	(2,7)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		601	577	(4,0)
66	76	69	4,5	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		280	248	(11,4)
1.967	2.767	2.026	3,0	Investimenti tecnici		7.117	6.745	(5,2)
				di cui:				
203	253	196	(3,4)	- ricerca esplorativa ^(b)		718	685	(4,6)
				Produzioni ^{(c)(d)}				
948	793	793	(16,4)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	979	828	(15,4)
119	110	107	(10,1)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	124	113	(8,9)
1.705	1.489	1.473	(13,6)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.768	1.548	(12,4)
				Prezzi medi di realizzo				
70,37	108,59	104,42	48,4	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	71,22	102,70	44,2
200,23	224,13	227,74	13,7	Gas naturale	(\$/kmc)	202,59	220,69	8,9
53,63	76,39	73,88	37,8	Idrocarburi	(\$/boe)	54,05	72,15	33,5
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
76,86	117,36	113,46	47,6	Brent dated	(\$/bbl)	77,14	111,93	45,1
59,54	81,56	80,30	34,9	Brent dated	(€/bbl)	58,62	79,59	35,8
76,04	102,44	89,70	18,0	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	77,50	95,37	23,1
151,15	153,97	145,50	(3,7)	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	161,74	149,03	(7,9)

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 44.

(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 **terzo trimestre 2011** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €3.931 milioni con un incremento di €635 milioni rispetto al terzo trimestre 2010, pari al 19,3%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +48,4%; gas naturale +13,7%). Questo fattore positivo ha più che compensato la riduzione del risultato delle attività in Libia a causa della sospensione della quasi totalità delle attività produttive Eni nel Paese come descritto nel commento sulle produzioni. Inoltre il risultato del settore è stato penalizzato dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €200 milioni).

L'utile netto *adjusted* di €1.655 milioni è aumentato di €326 milioni, pari al 24,5%, rispetto al terzo trimestre 2010 per effetto del miglioramento della *performance* operativa.

Nei **nove mesi 2011** l'utile operativo *adjusted* di €11.877 milioni è aumentato di €2.021 milioni rispetto ai nove

mesi 2010, pari al 20,5%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +44,2%; gas naturale +8,9%) ha più che compensato la riduzione del risultato delle attività in Libia. Inoltre il risultato è stato penalizzato dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €500 milioni).

Gli *special item* dei nove mesi 2011 di €159 milioni di oneri netti (€12 milioni nel trimestre) riguardano principalmente svalutazioni di proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e allo scenario dei prezzi del gas, oneri per l'incentivazione all'esodo, plusvalenze sulla cessione di *asset* non strategici, nonché la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

Nei nove mesi 2011 l'utile netto *adjusted* di €5.172 milioni è aumentato di €1.159 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, pari al 28,9%, per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni. Sul risultato ha inciso anche la riduzione del *tax rate adjusted* di 2,4 punti percentuali dovuta in particolare al contributo di dividendi non soggetti a tassazione distribuiti da società valutate al costo e all'utilizzo di fondi tassati in precedenti esercizi.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2011** la produzione di idrocarburi è stata di 1,473 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 13,6% rispetto al terzo trimestre 2010 a causa della perdita di *output* libico essendo proseguita per tutto il periodo la sospensione delle attività produttive Eni nel Paese e delle esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream, ad eccezione del giacimento di Wafa per la fornitura di gas destinato alla produzione locale di energia elettrica e del riavvio a fine settembre del giacimento Abu Attifel. La *performance* è stata penalizzata anche dai minori *entitlement* nei contratti di *Production Sharing Agreement (PSA)* e altri schemi simili per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -37 mila barili/giorno nel confronto con il terzo trimestre 2010 oltre che dalla citata forza maggiore in Libia stimata in circa -200 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione del trimestre risulta in linea rispetto al corrispondente periodo del 2010. La *performance* registrata in Norvegia, Italia, Iraq ed Egitto è stata parzialmente compensata dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, e dal calo in Angola e Congo.

La produzione di petrolio (793 mila barili/giorno) è diminuita di 155 mila barili/giorno, pari al 16,4%, a causa della perdita di produzione libica, dell'effetto negativo di minori *entitlement* nei *PSA* e delle riduzioni registrate in Angola e Congo. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita/avvii in Norvegia, Italia, Iraq e Kazakhstan, anche a seguito delle fermate produttive avvenute nello stesso periodo del 2010.

La produzione di gas naturale (107 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 12 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,1%, a causa della perdita di produzione libica e delle fermate programmate nel Regno Unito, parzialmente compensata dalla crescita registrata in Egitto e Norvegia.

Nei **nove mesi 2011** la produzione di idrocarburi è stata di 1,548 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 12,4% rispetto ai nove mesi 2010 dovuta alla perdita di produzione in Libia. La *performance* è stata penalizzata anche dall'impatto negativo dell'aumento del prezzo del petrolio nei contratti di *PSA* e altri schemi simili, stimato in circa -35 mila barili/giorno nel confronto con il 2010 oltre che dalla citata forza maggiore in Libia stimata in -180 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione nei nove mesi evidenzia una flessione dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo del 2010 per effetto essenzialmente delle fermate programmate e del calo in Angola e Congo. In crescita la produzione registrata in Norvegia, Iraq ed Egitto.

La produzione di petrolio (828 mila barili/giorno) è diminuita di 151 mila barili/giorno, pari al 15,4%. La perdita della produzione libica, l'impatto negativo nei *PSA* e le minori produzioni in Angola e Congo sono stati parzialmente compensati dalla crescita/avvii in Norvegia, Iraq, Italia e Kazakhstan.

La produzione di gas naturale (113 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,9% dovuta alla perdita di produzione libica e alle fermate programmate nel Regno Unito, parzialmente compensata dalla crescita registrata in Egitto.

Il prezzo di realizzo in dollari del petrolio è aumentato in media del 48,4% (44,2% nei nove mesi) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 47,6% nel trimestre; del 45,1% nei nove mesi). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,65 \$/barile nel trimestre e di 1,55 \$/barile nei nove mesi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 2,3 e 6,8 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe che residuano in 2,2 milioni di boe a fine settembre 2011.

I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+13,7% nel trimestre; +8,9% nei nove mesi) 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).

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	PETROLIO		Nove mesi	
					2010	2011
84,8	73,9	70,5	Volumi venduti	(milioni di barili)	257,0	220,0
7,1	2,3	2,3	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		21,3	6,8
71,52	110,28	106,07	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	72,41	104,25
(1,15)	(1,69)	(1,65)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,19)	(1,55)
<u>70,37</u>	<u>108,59</u>	<u>104,42</u>	Prezzo medio di realizzo		<u>71,22</u>	<u>102,70</u>

Gas & Power

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre		
						2010	2011	Var. %
5.812	6.235	7.265	25,0	Ricavi della gestione caratteristica		20.480	24.114	17,7
438	184	338	(22,8)	Utile operativo		2.346	1.432	(39,0)
(22)	(12)	(64)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(128)	(117)	
30	79	78		Esclusione <i>special item</i> :		124	246	
7	3			- oneri ambientali		11	4	
				- svalutazioni		10		
1	5			- plusvalenze nette su cessione di asset		2	5	
		21		- accantonamenti a fondo rischi			21	
3	3	2		- oneri per incentivazione all'esodo		11	8	
19	74	54		- componente valutativa dei derivati su commodity		90	208	
	(6)	1		- altro				
446	251	352	(21,1)	Utile operativo adjusted		2.342	1.561	(33,3)
(112)	(383)	(286)	..	Mercato		553	(381)	..
500	503	532	6,4	Business regolati Italia		1.514	1.589	5,0
58	131	106	82,8	Trasporto Internazionale		275	353	28,4
7	16	8		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		14	29	
118	103	85		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		313	304	
(133)	(131)	(239)		Imposte sul reddito ^(a)		(755)	(686)	
23,3	35,4	53,7		Tax rate (%)		28,3	36,2	
438	239	206	(53,0)	Utile netto adjusted		1.914	1.208	(36,9)
393	446	411	4,6	Investimenti tecnici		1.070	1.136	6,2
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
6,60	7,11	6,29	(4,7)	Italia		23,74	25,38	6,9
12,00	13,89	11,67	(2,8)	Vendite internazionali		44,56	45,91	3,0
9,88	11,59	9,15	(7,4)	- Resto d'Europa		38,36	39,02	1,7
0,93	1,59	1,87	101,1	- Mercati extra europei		2,07	4,78	..
1,19	0,71	0,65	(45,4)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		4,13	2,11	(48,9)
18,60	21,00	17,96	(3,4)	TOTALE VENDITE MONDO		68,30	71,29	4,4
				di cui:				
15,32	18,15	15,35	0,2	- società consolidate		57,58	62,27	8,1
2,09	2,14	1,96	(6,2)	- società collegate		6,59	6,91	4,9
1,19	0,71	0,65	(45,4)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		4,13	2,11	(48,9)
10,70	9,66	9,55	(10,7)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,31	28,89	(1,4)
7,63	6,77	6,23	(18,3)	- Mercato libero		20,60	19,25	(6,6)
1,68	1,70	2,05	22,0	- Borsa elettrica		5,22	6,16	18,0
0,83	0,75	0,84	1,2	- Siti		2,39	2,42	1,3
0,56	0,41	0,43	(23,2)	- Altro ^(b)		1,10	1,06	(3,6)
17,31	18,31	17,54	1,4	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	60,33	59,44	(1,5)

(a) Escludono gli *special item*.

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

Risultati

Nel **terzo trimestre 2011** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €352 milioni con una diminuzione di €94 milioni rispetto al terzo trimestre 2010, pari al 21,1%, per effetto della sensibile flessione registrata dall'attività Mercato. Il risultato del Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica, in caso di esito positivo, potrebbe essere anteriore al 30 settembre. Inoltre i risultati di entrambi i *reporting period* non tengono conto di proventi su derivati *commodity* privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di €65 milioni e €47 milioni, rispettivamente nel terzo trimestre 2011 e 2010, associabili a vendite di gas ed energia di competenza di ciascun periodo. Gli *IFRS* in assenza di relazione formale di copertura non permettono il trattamento in *hedged 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 nell'ipotesi che i predetti strumenti siano di copertura con i relativi proventi correlati ai prezzi delle vendite del sottostante fisico (v. pag. 21). 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*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €78 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente alla componente valutativa (€54 milioni) degli strumenti derivati su *commodity* dell'attività Mercato privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* previsto dallo IAS 39.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2011 di €206 milioni è diminuito di €232 milioni rispetto al terzo trimestre 2010 (-53%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa.

Nei **nove mesi 2011** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €1.561 milioni con una diminuzione di €781 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, pari al 33,3%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato, attenuato dalla tenuta del Trasporto internazionale e dei *Business* regolati Italia. Il risultato del Mercato è influenzato da proventi su derivati *commodity*, privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura, di €46 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica, mentre i nove mesi del 2010 non considerano proventi di €129 milioni realizzati in precedenti *reporting period* associabili a vendite di periodo. 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 ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati, evidenzia una flessione dell'83,5% della *performance* del Mercato rispetto ai nove mesi 2010 in linea con i *trend* fondamentali del *business*.

Andamento operativo

Mercato

Nel **terzo trimestre 2011** l'attività Mercato ha registrato un netto peggioramento della perdita operativa *adjusted* salita a €286 milioni rispetto ai €112 milioni del terzo trimestre 2010 (più del 100%). I *driver* della negativa *performance* del Mercato sono stati:

- (i) la flessione dei margini di commercializzazione del gas sia in Italia che nei mercati europei a causa della forte pressione competitiva, dell'eccesso di offerta e della contenuta dinamica della domanda che hanno determinato pressioni sui prezzi ai clienti finali;
- (ii) la flessione dei margini di commercializzazione dell'energia elettrica;
- (iii) l'impatto dell'indisponibilità del gas libico che ha causato sia un peggioramento del *mix* di approvvigionamento, considerata la migliore competitività di questo rispetto ad altre fonti di approvvigionamento in portafoglio, sia minori vendite agli importatori;
- (iv) l'effetto negativo dello scenario in particolare dei parametri energetici.

Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dall'impatto positivo della rinegoiazione di un contratto di approvvigionamento della consociata Distrigas, nonché dalle azioni di ottimizzazione del *supply*. Il risultato del trimestre tiene inoltre conto di un onere da valutazione a *fair value* di €3 milioni relativo a derivati su *commodity* attivati per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di *business* del Mercato.

La perdita operativa *adjusted* dei **nove mesi 2011** di €381 milioni rappresenta un peggioramento di €934 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010 a causa dei *driver* descritti nel commento al risultato del trimestre oltre a quello dell'effetto clima. Il risultato dei nove mesi tiene inoltre conto di un provento da valutazione a *fair value* di €48 milioni relativo a derivati su *commodity* attivati per la gestione attiva del margine economico.

I risultati *adjusted* dei due periodi non tengono conto dei possibili effetti delle rinegoiazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica, in caso di esito positivo, potrebbe essere anteriore al 30 settembre.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
6,60	7,11	6,29	(4,7)	ITALIA	23,74	25,38	6,9
0,50	0,84	0,70	40,0	- Grossisti	3,08	3,78	22,7
0,14			(100,0)	- Gas release	0,68		(100,0)
1,21	1,19	0,84	(30,6)	- PSV e borsa	2,96	3,63	22,6
1,43	1,75	1,72	20,3	- Industriali	4,52	5,46	20,8
0,06	0,09	0,06		- PMI e terziario	0,72	0,61	(15,3)
1,32	1,17	1,19	(9,8)	- Termoelettrici	2,90	3,53	21,7
0,38	0,54	0,37	(2,6)	- Residenziali	4,25	3,78	(11,1)
1,56	1,53	1,41	(9,6)	- Autoconsumi	4,63	4,59	(0,9)
12,00	13,89	11,67	(2,8)	VENDITE INTERNAZIONALI	44,56	45,91	3,0
9,88	11,59	9,15	(7,4)	Resto d'Europa	38,36	39,02	1,7
1,37	0,56	0,41	(70,1)	- Importatori in Italia	6,72	2,82	(58,0)
8,51	11,03	8,74	2,7	- Mercati europei	31,64	36,20	14,4
1,92	1,71	1,86	(3,1)	<i>Penisola Iberica</i>	5,25	5,61	6,9
0,99	1,67	0,73	(26,3)	<i>Germania/Austria</i>	4,06	4,47	10,1
2,05	3,06	1,98	(3,4)	<i>Belgio</i>	9,91	9,06	(8,6)
0,17	0,27	0,16	(5,9)	<i>Ungheria</i>	1,52	1,50	(1,3)
0,89	1,26	0,97	9,0	<i>UK/Nord Europa</i>	3,18	3,90	22,6
1,03	1,41	1,53	48,5	<i>Turchia</i>	2,48	4,80	93,5
1,08	1,58	1,10	1,9	<i>Francia</i>	4,09	5,23	27,9
0,38	0,07	0,41	7,9	<i>altro</i>	1,15	1,63	41,7
0,93	1,59	1,87	101,1	Mercati extra europei	2,07	4,78	..
1,19	0,71	0,65	(45,4)	E&P in Europa e Golfo del Messico	4,13	2,11	(48,9)
18,60	21,00	17,96	(3,4)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	68,30	71,29	4,4

Le vendite di gas naturale del **terzo trimestre 2011** sono state di 17,96 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 0,64 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2010, pari al 3,4%, dovuta principalmente ai minori ritiri degli importatori in Italia e al mercato domestico.

Le vendite in Italia sono state di 6,29 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,31 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, per effetto della flessione dei volumi *spot* venduti al PSV (-0,37 miliardi di metri cubi) e delle minori vendite al segmento termoelettrico (-0,13 miliardi di metri cubi). Tali *trend* negativi sono stati in parte attenuati dai maggiori prelievi dei clienti industriali (+0,29 miliardi di metri cubi) e dalla riconquista di clienti in particolare nel segmento grossista (+0,20 miliardi di metri cubi). Sostanzialmente stabili le vendite ai clienti residenziali a 0,37 miliardi di metri cubi (+0,01 miliardi di metri cubi).

Gli importatori in Italia hanno ridotto in misura sensibile i ritiri (-0,96 miliardi di metri cubi pari al 70,1%) a causa dell'indisponibilità del gas libico.

Le vendite nei mercati europei sono aumentate di 0,23 miliardi di metri cubi (+2,7%) per effetto dell'incremento registrato in particolare in Turchia (+0,50 miliardi di metri cubi) e in UK/Nord Europa (+0,08 miliardi di metri cubi), in parte assorbito dalla flessione registrata principalmente in Germania/Austria (-0,26 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,94 miliardi di metri cubi), in particolare negli Stati Uniti, e maggiori volumi di GNL commercializzati in Argentina e Giappone parzialmente compensate dai minori volumi in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.

Le vendite di gas naturale nei **nove mesi 2011** sono state di 71,29 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un incremento di 2,99 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2010, pari al 4,4%.

Le vendite in Italia sono state di 25,38 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,64 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2010 (+6,9%) sia per gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese finalizzate a riconquistare clienti e quota di mercato nei principali segmenti di utilizzo (+0,94 miliardi di metri cubi le vendite ai clienti industriali, +0,70 e 0,63 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente) sia per l'aumento delle vendite *spot* al PSV (+0,67 miliardi di metri cubi). In flessione le vendite ai residenziali (-0,47 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2010) essenzialmente per gli effetti negativi del clima sulle vendite stagionali.

Le vendite agli *shipper* sono diminuite di 3,90 miliardi di metri cubi (-58%) a causa dei minori ritiri e della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione del gasdotto GreenStream.

In aumento le vendite organiche in tutti i mercati europei a 36,20 miliardi di metri cubi (+4,56 miliardi di metri cubi, pari al 14,4% rispetto ai nove mesi 2010) ad eccezione del Belgio che ha risentito dell'effetto negativo del clima e dell'intensificarsi della pressione competitiva nelle vendite ai grossisti (-0,85 miliardi di metri cubi). I principali incrementi sono stati registrati nei mercati *target* di Turchia (+2,32 miliardi di metri cubi), Francia (+1,14 miliardi di metri cubi), UK/Nord Europa (+0,72, miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,41 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,36 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+2,71 miliardi di metri cubi), in particolare negli Stati Uniti, e maggiori volumi di GNL commercializzati in Argentina ed in Giappone, parzialmente compensate dalle minori vendite in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.

Le **vendite di energia elettrica** di 9,55 TWh nel terzo trimestre 2011 sono in diminuzione del 10,7% rispetto al corrispondente periodo del 2010 (28,89 TWh, -1,4% rispetto ai nove mesi 2010) a causa della maggiore concorrenzialità delle produzioni da fonti rinnovabili, i cui effetti sono stati solo in parte attenuati dai maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,37 TWh e +0,94 TWh rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi nel confronto con il 2010).

Business regolati Italia

Nel **terzo trimestre 2011**, l'utile operativo *adjusted* delle attività regolate in Italia di €532 milioni è aumentato di €32 milioni rispetto al terzo trimestre 2010 (+6,4%), grazie al contributo positivo della Distribuzione (+€15 milioni), per effetto degli incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti, e dello Stoccaggio (+€13 milioni), in relazione all'incremento dei volumi immessi in giacimento nei mesi estivi. In aumento di €4 milioni (pari all'1,3%) anche la *performance* operativa del Trasporto che ha beneficiato della redditività dei nuovi investimenti e delle azioni di efficienza intraprese.

L'utile operativo *adjusted* dei **nove mesi 2011** di €1.589 milioni è aumentato di €75 milioni rispetto ai nove mesi 2010, pari al 5% per effetto dell'incremento dei risultati di tutte le aree di *business* e in particolare della Distribuzione (+€38 milioni) e dello Stoccaggio (+€22 milioni) riferibili ai fenomeni sopra descritti, nonché del Trasporto (+€15 milioni) nonostante la diminuzione dei volumi trasportati.

I **volumi trasportati di gas naturale** in Italia a 17,54 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2011 sono in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2010 grazie in particolare ai maggiori volumi destinati agli stocaggi nazionali. In flessione di 0,89 miliardi di metri cubi i volumi trasportati nei nove mesi per effetto essenzialmente della contrazione della domanda gas in Italia.

Trasporto Internazionale

L'utile operativo *adjusted* del **terzo trimestre 2011** di €106 milioni (€353 milioni nei nove mesi 2011) è aumentato di €48 milioni rispetto al terzo trimestre 2010, pari all'82,8% (+€78 milioni, pari al 28,4%, rispetto ai nove mesi 2010) 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)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Novembre		
					2010	2011	Var. %
675	338	550	(18,5)	EBITDA pro-forma adjusted	2.932	1.942	(33,8)
128	(234)	(10)	(107,8)	Mercato	1.283	212	(83,5)
47	(52)	65		di cui: +/- rettifica derivati commodity	129	(46)	
368	367	388	5,4	Business regolati Italia	1.097	1.148	4,6
179	205	172	(3,9)	Trasporto internazionale	552	582	5,4

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 Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,54% al 30 settembre 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% delle società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,54%). Ai soli fini della determinazione dell'*EBITDA* pro-forma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi 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

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre		Var. %
						2010	2011	
10.724	13.015	13.141	22,5	Ricavi della gestione caratteristica		30.979	37.962	22,5
(65)	73	32	149,2	Utile operativo		295	408	38,3
45	(229)	(35)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(492)	(772)	
34	42	29		Esclusione <i>special item</i> :		65	100	
2	12	7		- oneri ambientali		36	33	
14	22	13		- svalutazioni		47	51	
	(5)	1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(10)	(8)	
	5			- accantonamenti a fondo rischi			5	
2	5	2		- oneri per incentivazione all'esodo		8	10	
15	(4)	2		- componente valutativa dei derivati su commodity		(17)	(4)	
1	7	4		- altro		1	13	
14	(114)	26	85,7	Utile operativo adjusted		(132)	(264)	(100,0)
33	11	21		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		99	59	
1	24	(3)		Imposte sul reddito ^(a)		32	73	
..		Tax rate (%)		
48	(79)	44	8,3	Utile netto adjusted		(1)	(132)	..
63	184	191	..	Investimenti		330	507	53,6
				MARGINE DI RAFFINAZIONE				
2,09	1,09	2,87	37,3	Brent	(\$/bbl)	2,63	1,90	(27,8)
1,62	0,76	2,03	25,3	Brent	(€/bbl)	2,00	1,35	(32,5)
2,48	2,20	2,92	17,7	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,42	2,82	(17,5)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
6,64	5,96	6,15	(7,4)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		19,04	17,37	(8,8)
8,95	7,63	8,46	(5,5)	Lavorazioni in conto proprio		25,82	24,23	(6,2)
7,60	6,30	7,22	(5,0)	- Italia		21,90	20,55	(6,2)
1,35	1,33	1,24	(8,1)	- resto d'Europa		3,92	3,68	(6,1)
3,19	2,90	3,03	(5,0)	Rete Europa		8,81	8,57	(2,7)
2,28	2,14	2,23	(2,2)	- Italia		6,46	6,31	(2,3)
0,91	0,76	0,80	(12,1)	- resto d'Europa		2,35	2,26	(3,8)
3,56	3,19	3,55	(0,3)	Extrarrete Europa		9,76	9,74	(0,2)
2,50	2,22	2,47	(1,2)	- Italia		6,87	6,88	0,1
1,06	0,97	1,08	1,9	- resto d'Europa		2,89	2,86	(1,0)
0,11	0,11	0,11		Extrarrete mercati extra europei		0,31	0,32	3,2

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2011** la Divisione Refining & Marketing ha riportato l'utile operativo *adjusted* di €26 milioni in aumento di €12 milioni pari all'85,7% rispetto al corrispondente periodo del 2010. L'attività di raffinazione in un quadro di debolezza e volatilità dei margini unitari ha evidenziato una lieve ripresa rispetto al terzo trimestre 2010 dovuta al miglioramento del rapporto tra i prezzi dei prodotti pregiati e il costo della carica, e del premio di conversione. Questi fattori positivi sono stati attenuati dal rialzo dei costi delle *utility* energetiche (in particolare degli oli combustibili) indicizzate al prezzo del petrolio. Il *management* ha attuato iniziative di efficienza e ottimizzazione dei cicli di raffinazione per contrastare la debolezza del mercato di riferimento.

I risultati del periodo hanno risentito della flessione della *performance* del Marketing penalizzata dal calo dei consumi, dalla variazione del *mix* di vendita e dalla crescita dei costi delle campagne promozionali.

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €29 milioni di oneri netti che hanno riguardato principalmente svalutazioni di investimenti eseguiti nel periodo per motivi di sicurezza su impianti di raffinazione e rete svalutati in precedenti esercizi e oneri ambientali.

Nel terzo trimestre 2011 il settore ha conseguito l'utile netto *adjusted* di €44 milioni in linea con il trimestre 2010 per effetto della flessione dei risultati delle società partecipate (-€12 milioni) che ha assorbito il maggiore risultato operativo.

Nei **nove mesi 2011** il settore ha registrato la perdita operativa *adjusted* di €264 milioni che rappresenta un netto peggioramento rispetto ai nove mesi 2010 dovuto alla debolezza dei margini di raffinazione e all'elevato costo della carica e delle *utility* energetiche non recuperati nei prezzi di vendita dei prodotti. Anche i risultati del Marketing hanno registrato una contrazione riferita in particolare alle attività extrarete a causa della riduzione della marginalità di alcuni *business*.

Gli *special item* di €100 milioni di oneri netti hanno riguardato, analogamente al trimestre, svalutazioni di immobilizzazioni e oneri ambientali.

La perdita netta *adjusted* dei nove mesi 2011 si attesta a -€132 milioni, in sensibile peggioramento rispetto al corrispondente periodo del 2010 che era a *break even*. Tale riduzione riflette la flessione dei risultati operativi e delle società partecipate.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel terzo trimestre 2011 sono state di 8,46 milioni di tonnellate (24,23 milioni di tonnellate nei nove mesi 2011) con una diminuzione del 5,5% rispetto al terzo trimestre 2010 (-6,2% rispetto ai nove mesi 2010). In Italia la flessione dei volumi (-5% e -6,2% rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi) riflette le minori lavorazioni delle raffinerie di Taranto per fermata programmata, Livorno per eventi imprevisti e Venezia a causa della debolezza dello scenario. I minori volumi processati da Gela sono dovuti alle decisioni di sostituire la carica petrolifera con semilavorati provenienti dalle altre raffinerie Eni. In aumento i volumi lavorati su Milazzo e Sannazzaro per migliore *performance*.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite dell'8,1% nel terzo trimestre del 2011 (-6,1% nei nove mesi) in particolare in Repubblica Ceca per manutenzione presso la raffineria di Litvinov.

Le **vendite rete in Italia** di 2,23 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2011 (6,31 milioni di tonnellate nei nove mesi 2011) sono diminuite di circa 50 mila tonnellate, pari al 2,2% (-2,3% nei nove mesi 2011), per effetto della contrazione dei consumi in particolare di benzina e, in misura inferiore, di gasolio. In riduzione le vendite nel segmento premium penalizzato dalla fase di rialzo dei prezzi. La quota di mercato media del terzo trimestre è del 31,2% in aumento rispetto al terzo trimestre 2010 di 0,5 punti percentuali. La quota di mercato media dei nove mesi 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2010.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,47 milioni di tonnellate) sono in flessione di circa 30 mila tonnellate, pari all'1,2% rispetto al terzo trimestre 2010 per effetto principalmente del calo della domanda di gasolio motori, bitumi e bunkeraggi. In ripresa le vendite di *jet fuel* al segmento avio e degli oli combustibili all'industria.

Nei nove mesi 2011, i volumi extrarete sono in lieve aumento rispetto al corrispondente periodo del 2010 (+10 mila tonnellate, pari allo 0,1%) per effetto principalmente delle maggiori vendite di *jet fuel* e *coke* solo in parte assorbite dalla flessione del gasolio e bunkeraggi in relazione al calo della domanda. La quota di mercato extrarete media nei nove mesi 2011 è del 28% (28,5% nel corrispondente periodo del 2010).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 800 mila tonnellate nel terzo trimestre 2011 (2,26 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono diminuite del 12,1% rispetto al corrispondente periodo del 2010 (-3,8% nei nove mesi) per effetto delle minori vendite in Germania connesse essenzialmente al mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento e in Ungheria per effetto della contrazione della domanda che ha interessato anche altri Paesi dell'Europa Orientale. Tali fattori sono stati solo in parte attenuati dal contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,08 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2011 (2,86 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono aumentate dell'1,9% rispetto al corrispondente periodo del 2010 (in diminuzione dell'1% nei nove mesi) con aumenti in Austria, grazie al contributo delle acquisizioni effettuate nel 2010, in Germania e Svizzera e diminuzioni in particolare in Repubblica Ceca e Ungheria.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
22.704	24.596	26.112	15,0	Ricavi della gestione caratteristica	70.410	79.487	12,9
211	357	57	(73,0)	Altri ricavi e proventi	748	647	(13,5)
(16.799)	(19.005)	(19.686)	(17,2)	Costi operativi	(51.464)	(59.913)	(16,4)
	(69)			di cui (oneri) proventi non ricorrenti		(69)	
37	16	(34)	..	Altri proventi e oneri operativi	70	(46)	..
(2.069)	(2.154)	(1.945)	6,0	Ammortamenti e svalutazioni	(6.528)	(6.223)	4,7
4.084	3.810	4.504	10,3	Utile operativo	13.236	13.952	5,4
60	(294)	(462)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(541)	(839)	(55,1)
197	430	266	35,0	Proventi netti su partecipazioni	869	987	13,6
4.341	3.946	4.308	(0,8)	Utile prima delle imposte	13.564	14.100	(4,0)
(2.160)	(2.446)	(2.483)	(15,0)	Imposte sul reddito	(7.025)	(7.816)	(11,3)
49,8	62,0	57,6		Tax rate (%)	51,8	55,4	
2.181	1.500	1.825	(16,3)	Utile netto di competenza	6.539	6.284	(3,9)
1.724	1.254	1.770	2,7	- Azionisti Eni	5.770	5.571	(3,4)
457	246	55	(88,0)	- Interessenze di terzi	769	713	(7,3)
1.724	1.254	1.770	2,7	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.770	5.571	(3,4)
16	(170)	(10)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(514)	(654)	
(62)	352	35		Esclusione special item	(89)	512	
	69			di cui:		69	
	(62)	35		- oneri (proventi) non ricorrenti			
	283			- altri special item	(89)	443	
1.678	1.436	1.795	7,0	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	5.167	5.429	5,1

(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; 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 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).

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)

Nove mesi 2011

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	11.718	1.432	408	(127)	1.024	(244)	(273)	14	13.952
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(772)	(88)					(977)
Esclusione special item:									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item:	159	246	100	83	29	28	26		671
oneri ambientali		4	33			26			63
svalutazioni	141		51	79	24	10			305
plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	5	(8)		4	(2)			(29)
accantonamenti a fondo rischi		21	5			(1)	(10)		15
oneri per incentivazione all'esodo	15	8	10	4	2	2	13		54
componente valutativa dei derivati su commodity	31	208	(4)		(1)				234
altro			13			(7)	23		29
Special item dell'utile operativo	159	246	100	93	29	87	26		740
Utile operativo adjusted	11.877	1.561	(264)	(122)	1.053	(157)	(247)	14	13.715
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(173)	29				4	(697)		(837)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	448	304	59	1	79				891
Imposte sul reddito ^(a)	(6.980)	(686)	73	36	(311)		244	(3)	(7.627)
Tax rate (%)	57,4	36,2	..		27,5				55,4
Utile netto adjusted	5.172	1.208	(132)	(85)	821	(153)	(700)	11	6.142
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									713
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.429
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.571
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(654)
Esclusione special item									512
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									443
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.429

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	10.067	2.346	295	77	952	(233)	(199)	(69)	13.236
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(128)	(492)	(129)					(749)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		11	36			53			100
svalutazioni	30	10	47	9		9			105
plusvalenze nette su cessione di asset	(224)	2	(10)						(232)
accantonamenti a fondo rischi						6			6
oneri per incentivazione all'esodo	13	11	8	4	10	2	20		68
componente valutativa dei derivati su commodity	(31)	90	(17)		(14)				28
altro	1		1			1			3
Special item dell'utile operativo	(211)	124	65	13	(4)	71	20		78
Utile operativo adjusted	9.856	2.342	(132)	(39)	948	(162)	(179)	(69)	12.565
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(156)	14			33	(10)	(389)		(508)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	282	313	99	2	7	(4)			699
Imposte sul reddito ^(a)	(5.969)	(755)	32	(11)	(260)		118	25	(6.820)
Tax rate (%)	59,8	28,3	..		26,3				53,5
Utile netto adjusted	4.013	1.914	(1)	(48)	728	(176)	(450)	(44)	5.936
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									769
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.167
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.770
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(514)
Esclusione special item									(89)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.167

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2011

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.919	338	32	(122)	304	(79)	(85)	197	4.504
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(64)	(35)	31					(68)
Esclusione special item:									
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
Special item dell'utile operativo	12	78	29	11	29	27	(9)		177
Utile operativo adjusted	3.931	352	26	(80)	333	(52)	(94)	197	4.613
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	8					(413)		(462)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	36	85	21		70				212
Imposte sul reddito ^(a)	(2.255)	(239)	(3)	23	(118)		150	(71)	(2.513)
Tax rate (%)	57,7	53,7	..		29,3				57,6
Utile netto adjusted	1.655	206	44	(57)	285	(52)	(357)	126	1.850
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									55
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									<u>1.795</u>
Utile netto di competenza azionisti Eni									<u>1.770</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(10)
Esclusione special item									<u>35</u>
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									<u>1.795</u>

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.369	438	(65)	24	327	(58)	(47)	96	4.084
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(22)	45	5					28
Esclusione special item:									
oneri ambientali		7	2						9
svalutazioni	1		14			1			16
plusvalenze nette su cessione di asset	(57)	1							(56)
oneri per incentivazione all'esodo	5	3	2	2	3	1	8		24
componente valutativa dei derivati su commodity	(23)	19	15		(14)				(3)
altro	1		1			2			4
Special item dell'utile operativo	(73)	30	34	2	(11)	4	8		(6)
Utile operativo adjusted	3.296	446	14	31	316	(54)	(39)	96	4.106
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(50)	7			(14)		103		46
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	16	118	33		10		1		178
Imposte sul reddito ^(a)	(1.933)	(133)	1	(13)	(54)		(26)	(37)	(2.195)
Tax rate (%)	59,3	23,3	..		17,3				50,7
Utile netto adjusted	1.329	438	48	18	258	(54)	39	59	2.135
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									457
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.678
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.724
Esclusione (utile) perdita di magazzino									16
Esclusione special item									(62)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.678

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2011

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.693	184	73	(113)	366	(138)	(76)	(179)	3.810
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(12)	(229)	1					(240)
Esclusione special item:									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item:	133	79	42	72	12	19	7		364
oneri ambientali		3	12			12			27
svalutazioni	141		22	70	14	1			248
plusvalenze nette su cessione di asset	(11)	5	(5)		2				(9)
accantonamenti a fondo rischi			5			(1)			4
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	5	2	1	1	8		22
componente valutativa dei derivati su commodity	1	74	(4)		(5)				66
altro		(6)	7			6	(1)		6
Special item dell'utile operativo	133	79	42	82	12	78	7		433
Utile operativo adjusted	3.826	251	(114)	(30)	378	(60)	(69)	(179)	4.003
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(59)	16				4	(253)		(292)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	295	103	11	1	4				414
Imposte sul reddito ^(a)	(2.378)	(131)	24	6	(105)		74	67	(2.443)
Tax rate (%)	58,5	35,4	..		27,5				59,2
Utile netto adjusted	1.684	239	(79)	(23)	277	(56)	(248)	(112)	1.682
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									246
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.436
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.254
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(170)
Esclusione special item									352
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									283
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.436

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi 2010 2011	
	69		Oneri (proventi) non ricorrenti:		69
	69		<i>Sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>		69
(6)	364	177	Altri special item:	78	671
9	27	21	oneri ambientali	100	63
16	248	40	svalutazioni	105	305
(56)	(9)		plusvalenze nette su cessione di asset	(232)	(29)
	4	11	accantonamenti a fondo rischi	6	15
24	22	20	oneri per incentivazione all'esodo	68	54
(3)	66	74	componente valutativa dei derivati su commodity	28	234
4	6	11	altro	3	29
(6)	433	177	Special item dell'utile operativo	78	740
(14)	2		Oneri (proventi) finanziari	33	2
(16)	1	(51)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(134)	(26)
			<i>di cui:</i>		
(17)		(50)	- plusvalenze da cessione	(157)	(50)
			- svalutazioni	20	
(26)	(84)	(91)	Imposte sul reddito	(66)	(204)
			<i>di cui:</i>		
(21)	44	(22)	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altri	21	49
(5)	(128)	(69)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(87)	(253)
(62)	352	35	Totale special item dell'utile netto	(89)	512

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi 2010 2011 Var. %		
6.648	6.778	6.933	4,3	Exploration & Production	21.217	21.185	(0,2)
5.812	6.235	7.265	25,0	Gas & Power	20.480	24.114	17,7
10.724	13.015	13.141	22,5	Refining & Marketing	30.979	37.962	22,5
1.493	1.747	1.604	7,4	Petrolchimica	4.667	5.148	10,3
2.786	2.920	2.901	4,1	Ingegneria & Costruzioni	7.794	8.606	10,4
25	20	19	(24,0)	Altre attività	77	64	(16,9)
333	341	323	(3,0)	Corporate e società finanziarie	967	967	
15	(57)	(36)		Effetto eliminazione utili interni	(92)	(194)	
(5.132)	(6.403)	(6.038)		Elisioni di consolidamento	(15.679)	(18.365)	
22.704	24.596	26.112	15,0		70.410	79.487	12,9

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi 2011 2010 Var. %		
15.708	17.862	18.524	17,9	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.174	56.489	17,3
	69			<i>di cui - oneri non ricorrenti</i>		69	
9	51	24		<i>- altri special item</i>	106	78	
1.091	1.143	1.162	6,5	Costo lavoro	3.290	3.424	4,1
24	22	20		<i>di cui - incentivi per esodi agevolati e altro</i>	68	54	
16.799	19.005	19.686	17,2		51.464	59.913	16,4

Derivati non di copertura su *commodity*

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
23	(1)	(1)	Exploration & Production	30	(31)
			- componente realizzata	(1)	
23	(1)	(1)	- componente valutativa	31	(31)
11	(3)	(47)	Gas & Power		(46)
30	71	7	- componente realizzata	90	162
(19)	(74)	(54)	- componente valutativa	(90)	(208)
(16)	11	45	Refining & Marketing	24	(20)
(1)	7	47	- componente realizzata	7	(24)
(15)	4	(2)	- componente valutativa	17	4
1		(1)	Petrolchimica	2	1
1		(1)	- componente realizzata	2	1
			- componente valutativa		
18	2	(12)	Ingegneria & Costruzioni	14	2
4	(3)	5	- componente realizzata		1
14	5	(17)	- componente valutativa	14	1
37	9	(16)	Derivati privi dei requisiti formali per hedge accounting	70	(94)
34	75	58	- componente realizzata	98	140
3	(66)	(74)	- componente valutativa	(28)	(234)
	7	(18)	Derivati di trading Gas & Power e ETS		48
37	16	(34)	Totale	70	(46)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
1.577	1.439	1.396	(11,5)	Exploration & Production	5.006	4.423	(11,6)
235	218	237	0,9	Gas & Power	705	703	(0,3)
73	83	87	19,2	Refining & Marketing	240	262	9,2
22	24	21	(4,5)	Petrolchimica	61	67	9,8
132	138	149	12,9	Ingegneria e Costruzioni	368	432	17,4
		2		Altre attività	1	2	100,0
19	18	19		Corporate e società finanziarie	56	54	(3,6)
(5)	(6)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	
2.053	1.914	1.905	(7,2)	Ammortamenti	6.423	5.926	(7,7)
16	240	40	..	Svalutazioni	105	297	..
2.069	2.154	1.945	(6,0)		6.528	6.223	(4,7)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	96	229	98	79	(22)	480
Dividendi	344	77	31			452
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		50		2	1	53
Altri proventi netti	3		(1)			2
	443	356	128	81	(21)	987

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi		
				2010	2011	Var. ass.
			Utile ante imposte			
382	16	363	Italia	2.223	1.691	(532)
3.959	3.930	3.945	Estero	11.341	12.409	1.068
4.341	3.946	4.308		13.564	14.100	536
			Imposte sul reddito			
142	206	385	Italia	985	1.129	144
2.018	2.240	2.098	Estero	6.040	6.687	647
2.160	2.446	2.483		7.025	7.816	791
			Tax rate (%)			
37,2	Italia	44,3	66,8	22,5
51,0	57,0	53,2	Estero	53,3	53,9	0,6
49,8	62,0	57,6		51,8	55,4	3,6

Utile netto *adjusted*

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
1.329	1.684	1.655	24,5	Exploration & Production	4.013	5.172	28,9
438	239	206	(53,0)	Gas & Power	1.914	1.208	(36,9)
48	(79)	44	(8,3)	Refining & Marketing	(1)	(132)	..
18	(23)	(57)	..	Petrolchimica	(48)	(85)	(77,1)
258	277	285	10,5	Ingegneria & Costruzioni	728	821	12,8
(54)	(56)	(52)	3,7	Altre attività	(176)	(153)	13,1
39	(248)	(357)	..	Corporate e società finanziarie	(450)	(700)	(55,6)
59	(112)	126		Effetto eliminazione utili interni	(44)	11	
2.135	1.682	1.850	(13,3)		5.936	6.142	3,5
				di competenza:			
457	246	55	(88,0)	- interessenze di terzi	769	713	(7,3)
1.678	1.436	1.795	7,0	- azionisti Eni	5.167	5.429	5,1

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. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31.12.2010	30.06.2011	30.09.2011	Var. ass. vs 31.12.2010	Var. ass. vs 30.06.2011
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	27.594	29.882	2.099	2.288
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.478	5.573	6.610	(868)	1.037
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.305	22.021	23.272	2.967	1.251
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.474)	(1.541)	8	(67)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(131)	(64)	45	67
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(11)	(4)	2	7
Indebitamento finanziario netto	26.119	25.978	28.273	2.154	2.295
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.728	55.704	57.656	1.928	1.952
Leverage	0,47	0,47	0,49	0,02	0,02

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2011

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2011 ^(a)
Eni Finance International SA	145
Eni UK Holding Plc	1
	146

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

Prestiti obbligazionari emessi nei primi nove mesi 2011 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2011 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	100	GBP	119	2021	Fisso	4,75
			119			

(a) Comprende il disagio 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 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 la ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 settembre 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	6.759	1.852	(180)	8.140
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	444
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.759	1.852	(180)	8.584
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	36.158	25.339	8.632	79.377
- a fine periodo	39.420	27.655	8.789	85.179
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	37.789	26.497	8.711	82.278
ROACE <i>adjusted</i> (%)	17,9	7,0	(2,1)	10,4

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 settembre 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	5.032	2.766	(119)	7.596
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	297
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	5.032	2.766	(119)	7.893
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	30.889	23.657	7.575	69.565
- a fine periodo	36.158	25.306	8.190	78.832
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	33.524	24.482	7.883	74.199
ROACE <i>adjusted</i> (%)	15,0	11,3	(1,5)	10,6

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	5.600	2.558	(49)	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	337
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	5.600	2.558	(49)	8.271
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo	37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	35.051	26.012	7.982	77.172
ROACE <i>adjusted</i> (%)	16,0	9,8	(0,6)	10,7

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31.12.2010	30.06.2011	30.09.2011
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549	1.474	1.541
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	382	360	302
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	22.180	23.450
Rimanenze	6.589	6.911	8.159
Attività per imposte sul reddito correnti	467	231	272
Attività per altre imposte correnti	938	864	1.004
Altre attività correnti	1.350	1.358	1.862
	34.911	33.378	36.590
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	67.162	70.314
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.370	2.335
Attività immateriali	11.172	10.891	10.858
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668	5.704	5.941
Altre partecipazioni	422	375	390
Altre attività finanziarie	1.523	1.578	1.683
Attività per imposte anticipate	4.864	5.028	4.506
Altre attività non correnti	3.355	3.713	4.445
	96.432	96.821	100.472
Attività destinate alla vendita	517	480	309
TOTALE ATTIVITÀ	131.860	130.679	137.371
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	6.515	4.357	5.249
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963	1.216	1.361
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	20.273	21.668
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515	2.100	2.585
Passività per altre imposte correnti	1.659	2.271	2.092
Altre passività correnti	1.620	1.480	1.998
	34.847	31.697	34.953
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	20.305	22.021	23.272
Fondi per rischi e oneri	11.792	11.743	11.692
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032	1.064	1.069
Passività per imposte differite	5.924	5.803	5.645
Altre passività non correnti	2.194	2.576	3.015
	41.247	43.207	44.693
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	38	71	69
TOTALE PASSIVITÀ	76.132	74.975	79.715
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	4.522	4.762	4.710
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	49.450	49.890	52.007
Azioni proprie	(6.756)	(6.754)	(6.753)
Acconto sul dividendo	(1.811)		(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	3.801	5.571
Totale patrimonio netto di Eni	51.206	50.942	52.946
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.728	55.704	57.656
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	131.860	130.679	137.371

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
22.704	24.596	26.112	RICAVI		
			Ricavi della gestione caratteristica	70.410	79.487
211	357	57	Altri ricavi e proventi	748	647
22.915	24.953	26.169	Totale ricavi	71.158	80.134
			COSTI OPERATIVI		
15.708	17.862	18.524	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.174	56.489
	69		- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		69
1.091	1.143	1.162	Costo lavoro	3.290	3.424
37	16	(34)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	70	(46)
2.069	2.154	1.945	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.528	6.223
4.084	3.810	4.504	UTILE OPERATIVO	13.236	13.952
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.318	(259)	1.760	Proventi finanziari	4.978	4.618
(1.429)	(63)	(2.149)	Oneri finanziari	(5.359)	(5.609)
171	28	(73)	Strumenti derivati	(160)	152
60	(294)	(462)		(541)	(839)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
150	82	198	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	442	480
47	348	68	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	427	507
197	430	266		869	987
4.341	3.946	4.308	UTILE ANTE IMPOSTE	13.564	14.100
(2.160)	(2.446)	(2.483)	Imposte sul reddito	(7.025)	(7.816)
2.181	1.500	1.825	Utile netto	6.539	6.284
			Di competenza:		
1.724	1.254	1.770	- azionisti Eni	5.770	5.571
457	246	55	- interessenze di terzi	769	713
2.181	1.500	1.825		6.539	6.284
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,48	0,35	0,49	- semplice	1,59	1,54
0,48	0,35	0,49	- diluito	1,59	1,54

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2010	2011
Utile (perdita del periodo)	6.539	6.284
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.517	(299)
- Variazione fair value titoli disponibili per la vendita		(5)
- Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	279	290
- Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		5
- Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(113)	(104)
	1.683	(113)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	8.222	6.171
- Azionisti Eni	7.432	5.466
- Interessenze di terzi	790	705

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		55.728
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	6.171	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(547)	
Stock option decadute	(7)	
Costo di competenza stock option assegnate	2	
Altre variazioni	4	
Totale variazioni		1.928
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2011		57.656
- Azionisti Eni		52.946
- Interessenze di terzi		4.710

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
2.181	1.500	1.825	Utile netto	6.539	6.284
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.053	1.914	1.905	Ammortamenti	6.423	5.926
16	240	40	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	105	297
(150)	(82)	(198)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(442)	(480)
(135)	(9)	(48)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(379)	(76)
(18)	(323)	(15)	Dividendi	(260)	(452)
(41)	(25)	(36)	Interessi attivi	(105)	(86)
142	182	209	Interessi passivi	416	550
2.160	2.446	2.483	Imposte sul reddito	7.025	7.816
(277)	(128)	304	Altre variazioni	(50)	262
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(243)	(577)	(945)	- rimanenze	(1.433)	(1.792)
331	2.312	(551)	- crediti commerciali	417	1.160
(971)	(284)	21	- debiti commerciali	(24)	(1.485)
(381)	215	(39)	- fondi per rischi e oneri	(327)	128
(534)	(299)	(568)	- altre attività e passività	(318)	(455)
(1.798)	1.367	(2.082)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.685)	(2.444)
	(5)	1	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	9	(11)
171	336	283	Dividendi incassati	559	737
(1)	19	46	Interessi incassati	73	51
(10)	(322)	(133)	Interessi pagati	(418)	(671)
(1.884)	(2.699)	(1.975)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.262)	(6.498)
2.409	4.411	2.609	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.548	11.205
			Investimenti:		
(2.530)	(3.338)	(2.607)	- attività materiali	(8.945)	(8.478)
(321)	(402)	(322)	- attività immateriali	(1.013)	(1.066)
(102)	(22)		- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(102)	(22)
(84)	(65)	(92)	- partecipazioni	(199)	(198)
	(32)	(14)	- titoli	(13)	(54)
60	(107)	33	- crediti finanziari	(576)	(587)
11	285	157	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(29)	217
(2.966)	(3.681)	(2.845)	Flusso di cassa degli investimenti	(10.877)	(10.188)
			Disinvestimenti:		
38	78	5	- attività materiali	251	90
31	(10)	17	- attività immateriali	36	25
	1	167	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	48	168
38	8	42	- partecipazioni	567	51
12	52	64	- titoli	38	116
55	38	(14)	- crediti finanziari	550	504
(22)	106	40	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(54)	150
152	273	321	Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.436	1.104
(2.814)	(3.408)	(2.524)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(9.441)	(9.084)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
1.307	2.279	913	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.675	3.963
405	(749)	162	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(742)	(895)
378	(780)	745	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	791	(1.135)
2.090	750	1.820		1.724	1.933
	21		Apporti netti di capitale proprio da terzi		27
4	6	2	Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	20	15
			Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(8)
(1.811)	(1.811)	(1.884)	Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(3.622)	(3.695)
(1)	(397)		Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(354)	(397)
282	(1.431)	(62)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.232)	(2.125)
	(1)		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)
(40)	(19)	44	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	29	3
(163)	(448)	67	Flusso di cassa netto del periodo	(96)	(8)
1.675	1.922	1.474	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.608	1.549
1.512	1.474	1.541	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.512	1.541

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
			Investimenti finanziari:		
	(21)	(2)	- titoli	(13)	(26)
	34	43	- crediti finanziari	(2)	
	13	41		(15)	(26)
			Disinvestimenti finanziari:		
6		70	- titoli	14	70
6	34	(32)	- crediti finanziari	19	15
12	34	38		33	85
12	47	79	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	18	59

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
37			Attività correnti	109	
159	22		Attività non correnti	161	22
37			Disponibilità finanziarie nette	48	
(103)			Passività correnti e non correnti	(166)	
130	22		Effetto netto degli investimenti	152	22
			Interessenza di terzi		
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(11)	
			Trasferimento di partecipazioni non consolidate		
130	22		Totale prezzo di acquisto	141	22
			a dedurre:		
(28)			Disponibilità liquide ed equivalenti	(39)	
102	22		Flusso di cassa degli investimenti	102	22
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
		21	Attività correnti	80	21
	1	117	Attività non correnti	696	118
		23	Indebitamento finanziario netto	(282)	23
		(21)	Passività correnti e non correnti	(136)	(21)
1	140		Effetto netto dei disinvestimenti	358	141
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(149)	
		50	Plusvalenza per disinvestimenti	140	50
			Interessenza di terzi	(46)	
1	190		Totale prezzo di vendita	303	191
			a dedurre:		
		(23)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(255)	(23)
1	167		Flusso di cassa dei disinvestimenti	48	168

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011	Var. % III trim. 11 vs 10		Nove mesi		
					2010	2011	Var. %
1.967	2.767	2.026	3,0	Exploration & Production	7.117	6.745	(5,2)
393	446	411	4,6	Gas & Power	1.070	1.136	6,2
63	184	191	203,2	Refining & Marketing	330	507	53,6
54	76	49	(9,3)	Petrolchimica	125	164	31,2
374	206	254	(32,1)	Ingegneria & Costruzioni	1.166	805	(31,0)
2	1	9	350,0	Altre attività	21	12	(42,9)
26	22	18	(30,8)	Corporate e società finanziarie	76	80	5,3
(28)	38	(29)		Elisioni di consolidamento	53	95	
2.851	3.740	2.929	2,7		9.958	9.544	(4,2)

Gli investimenti tecnici di €9.544 milioni (€9.958 milioni nei nove mesi 2010) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.242 milioni) in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Italia, Stati Uniti e Congo nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per €757 milioni principalmente in Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa (€685 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Angola, Ghana, Egitto, Indonesia, Stati Uniti, Australia e Norvegia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€568 milioni) e di distribuzione del gas (€236 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€214 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€386 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 (€114 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€805 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
169	198	232	Italia	496	594
226	369	426	Resto d'Europa	657	1.125
437	412	318	Africa Settentrionale	2.129	1.156
447	1.114	470	Africa Occidentale	1.670	2.072
274	255	210	Kazakhstan	781	682
122	119	150	Resto dell'Asia	374	381
238	276	213	America	870	642
54	24	7	Australia e Oceania	140	93
1.967	2.767	2.026		7.117	6.745

GAS & POWER

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
50	45	49	Mercato	160	112
340	397	361	Business regolati Italia	901	1.018
200	217	194	- Trasporto	542	568
70	88	84	- Distribuzione	193	236
70	92	83	- Stoccaggio	166	214
3	4	1	Trasporto internazionale	9	6
393	446	411		1.070	1.136

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
(6)	142	137	Raffinazione, supply e logistica	195	386
64	41	53	Marketing	121	114
5	1	1	Altre Attività	14	7
63	184	191		330	507

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011			Nove mesi	
					2010	2011
1.705	1.489	1.473	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.768	1.548
182	172	193	Italia		183	184
200	221	203	Resto d'Europa		217	216
549	384	367	Africa Settentrionale		574	418
407	356	364	Africa Occidentale		399	365
85	106	96	Kazakhstan		104	106
125	104	103	Resto dell'Asia		123	109
128	122	121	America		142	125
29	24	26	Australia e Oceania		26	25
151,7	129,1	130,0	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	464,4	404,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011			Nove mesi	
					2010	2011
948	793	793	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	979	828
61	52	70	Italia		61	63
111	122	114	Resto d'Europa		118	120
282	189	177	Africa Settentrionale		291	201
322	265	272	Africa Occidentale		327	274
51	65	60	Kazakhstan		62	65
42	29	28	Resto dell'Asia		39	32
68	63	64	America		72	65
11	8	8	Australia e Oceania		9	8

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011			Nove mesi	
					2010	2011
119	110	107	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	124	113
19	19	19	Italia		19	19
14	16	14	Resto d'Europa		16	15
42	31	30	Africa Settentrionale		44	34
13	14	14	Africa Occidentale		11	14
5	6	6	Kazakhstan		7	6
13	12	12	Resto dell'Asia		13	12
10	9	9	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 (9,2 e 8,6 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2011 e 2010, rispettivamente e 9 e 8,8 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2011 e 2010, rispettivamente e 8,6 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2011).

Petrolchimica

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
			Vendite	(€ milioni)	
702	823	731	Petrolchimica di base	2.185	2.401
759	876	825	Polimeri	2.355	2.604
32	48	48	Altri ricavi	127	143
1.493	1.747	1.604		4.667	5.148
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
1.188	1.036	968	Petrolchimica di base	3.724	3.175
588	587	532	Polimeri	1.800	1.672
1.776	1.623	1.500		5.524	4.847

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2010	II trim. 2011	III trim. 2011		Nove mesi	
				2010	2011
			Ordini acquisiti		
1.436	1.535	1.074	<i>Offshore</i>	3.359	4.336
913	1.144	1.280	<i>Onshore</i>	5.694	3.357
167	274	296	Perforazioni mare	316	645
48	145	121	Perforazioni terra	254	439
2.564	3.098	2.771		9.623	8.777

(€ milioni)

	31.12.2010	30.09.2011
Portafoglio ordini	20.505	20.101