



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL TERZO TRIMESTRE E DEI NOVE MESI 2010

Roma, 28 ottobre 2010 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi del 2010¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted*: €4,11 miliardi nel trimestre (+31,7%); €12,57 miliardi nei nove mesi (+33,4%)**
- **Utile netto *adjusted*: €1,70 miliardi nel trimestre (+47,5%); €5,15 miliardi nei nove mesi (+35%)**
- **Utile netto: €1,72 miliardi nel trimestre (+39%); €5,77 miliardi nei nove mesi (+45,1%)**
- **Cash flow: €2,41 miliardi nel trimestre; €11,55 miliardi nei nove mesi**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: 1,705 milioni di barili/giorno nel trimestre, in linea con il terzo trimestre 2009 su base omogenea² (+0,7% nei nove mesi)**
- **Vendite di gas: -17,4% a 18,60 miliardi di metri cubi (-9,3% nei nove mesi)**
- **Conseguiti gli obiettivi di sviluppo del giacimento *giant* Zubair in Iraq con la prima iscrizione delle produzioni che avverrà dal prossimo trimestre. Realizzati 8 avvii dei 12 programmati per l'intero 2010**
- **Importanti successi esplorativi in Venezuela, Angola e Regno Unito**
- **Ottenute licenze esplorative in nuove aree ad elevato potenziale minerario (Repubblica Democratica del Congo e Togo)**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*“Nel trimestre Eni ha conseguito risultati eccellenti in un contesto del mercato del gas ancora difficile. Abbiamo fatto passi avanti sostanziali nello sviluppo del campo *giant* di Zubair in Iraq, abbiamo realizzato importanti scoperte in Angola, Venezuela e Mare del Nord e siamo entrati in Togo e nella Repubblica Democratica del Congo, nuovi paesi ad elevato potenziale. Continuiamo a investire per la crescita in particolare nel settore E&P. Per il 2010 mi aspetto un significativo miglioramento degli utili.”*

(1) Il presente comunicato stampa costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza.
(2) Con esclusione dell'impatto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas naturale. Per ulteriori informazioni vedi pag. 6.

Highlight finanziari

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2009	2010	Var. %
3.217	4.305	4.084	27,0	Utile operativo	9.589	13.236	38,0	
3.117	4.128	4.106	31,7	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	9.420	12.565	33,4	
1.240	1.824	1.724	39,0	Utile netto ^(b)	3.976	5.770	45,1	
0,34	0,50	0,48	41,2	- per azione (€) ^(c)	1,10	1,59	44,5	
0,97	1,27	1,24	27,8	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	3,00	4,18	39,3	
1.152	1.625	1.699	47,5	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}	3.813	5.146	35,0	
0,32	0,45	0,47	46,9	- per azione (€) ^(c)	1,05	1,42	35,2	
0,92	1,15	1,21	31,5	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	2,87	3,74	30,3	

(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 2010 l'utile operativo *adjusted* è stato di €4,11 miliardi con un aumento del 31,7% rispetto al terzo trimestre 2009. Nei nove mesi 2010 l'utile operativo *adjusted* è stato di €12,57 miliardi (+33,4% rispetto ai nove mesi 2009). L'incremento riflette la solida *performance* del settore Exploration & Production (+34,9% nel trimestre), che ha beneficiato della ripresa del prezzo del petrolio e dell'apprezzamento del dollaro. I settori *downstream* raffinazione e petrolchimica tornano a generare utile grazie a più favorevoli condizioni di mercato. Questi *trend* positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione del risultato del settore Gas & Power a causa della significativa riduzione dei margini e delle vendite di gas penalizzati dall'intensificarsi della pressione competitiva.

Utile netto *adjusted*

Nel terzo trimestre 2010 l'utile netto *adjusted* di €1,70 miliardi è aumentato del 47,5%. Nei nove mesi 2010 l'utile netto *adjusted* di €5,15 miliardi è in crescita del 35%. L'incremento riflette il miglioramento della *performance* operativa in entrambi i *reporting period*, il maggiore contributo delle società valutate con il metodo del patrimonio netto apprezzabile nel periodo progressivo, nonché il beneficio connesso alla riduzione di 5 punti percentuali del *tax rate* consolidato nel trimestre (stabile nei nove mesi).

Investimenti tecnici

Nel terzo trimestre 2010 gli investimenti tecnici di €2,85 miliardi (€9,96 miliardi 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 2010 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €2.409 milioni (€11.548 milioni nei nove mesi); gli incassi da dismissioni sono stati di €107 milioni (€902 milioni nei nove mesi). Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici del periodo di €2.851 milioni (€9.958 milioni nei nove mesi) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€1.811 milioni nel trimestre per l'acconto dividendo 2010; €3.622 milioni nei nove mesi, incluso il saldo dividendo 2009) e agli azionisti di minoranza di altre società consolidate (€354 milioni nei nove mesi). Al 30 settembre 2010 l'indebitamento finanziario netto³ ammonta a €25.261 milioni, che rappresenta un incremento di €1.919 milioni rispetto al 30 giugno 2010 e di €2.206 milioni rispetto al 31 dicembre 2009.

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

Indici di performance finanziaria

Il *leverage*⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – a 0,47 al 30 settembre 2010 registra un leggero incremento rispetto allo 0,46 del 31 dicembre 2009. Rispetto alla situazione contabile semestrale, il *leverage* peggiora in misura evidente (-0,06 punti) a causa, oltre che dell'aumentato indebitamento, del deprezzamento del dollaro rispetto all'euro registrato nei cambi puntuali al 30 giugno e al 30 settembre 2010 pari a una flessione di circa l'11%, che ha comportato una riduzione dell'*equity* di Gruppo di circa €3,4 miliardi nel periodo considerato.

Il *ROACE*⁴ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2010 è del 10,6% (10% al 30 settembre 2009).

Highlight operativi e di scenario

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Nove mesi		
1.678	1.758	1.705	n.m.		2009	2010	Var. %
				Produzione di idrocarburi ^(a) (migliaia di boe/giorno)	1.730	1.768	n.m.
				Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	1.730	1.742	0,7
1.678	1.732	1.679	0,1	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	985	979	(0,6)
957	980	948	(0,9)	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	121	124	2,5
117	122	119	1,7	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	75,33	68,30	(9,3)
22,52	19,19	18,60	(17,4)	di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico	4,35	4,13	(5,1)
1,40	1,34	1,19	(15,0)	Vendite di energia elettrica (terawattora)	24,54	29,31	19,4
9,19	9,61	10,70	16,4	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	9,02	8,81	(2,3)
3,16	2,94	3,19	0,9				

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 26.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 6.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2010 la produzione di idrocarburi *reported* è stata di 1,705 milioni di boe/giorno (1,768 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2010), calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1° aprile 2010 (in precedenza 6,15 barili; per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag. 6). Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione evidenzia un *trend* stabile nel confronto trimestre su trimestre ed in crescita dello 0,7% nel confronto con i nove mesi del 2009. La *performance* produttiva è stata sostenuta dalla crescita organica in Nigeria, Congo e Italia, dal contributo degli avvii dell'anno e delle regimazioni di quelli effettuati nel 2009. In negativo hanno pesato l'impatto delle fermate programmate in Kazakhstan e Libia, nonché i declini delle produzioni mature, in particolare nel Mare del Nord. L'effetto positivo dei minori tagli OPEC ha assorbito i minori *entitlement* nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio e i minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* nel mercato europeo.

Gas & Power

In un contesto di intensa pressione competitiva sia nel mercato domestico sia nei mercati europei, le vendite di gas del terzo trimestre 2010 hanno registrato una flessione del 17,4% rispetto al terzo trimestre 2009 a 18,60 miliardi di metri cubi. Nei primi nove mesi del 2010 la flessione è stata del 9,3% (68,30 miliardi di metri cubi). Il mercato Italia ha accusato la contrazione più rilevante (in termini assoluti -2,32 e -6,29 miliardi di metri cubi, pari a -26% e -20,9%, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi) che ha riguardato tutti i segmenti di utilizzo. Le vendite nei mercati europei del terzo trimestre sono diminuite dell'11,2% principalmente in Belgio, Turchia e Ungheria. Nei nove mesi le vendite nei mercati europei sono stabili.

Refining & Marketing

I margini di raffinazione permangono su livelli storicamente depressi a causa dei deboli fondamentali dell'industria (domanda stagnante, eccesso di capacità, elevati livelli delle scorte) che non consentono di recuperare nei

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

prezzi di vendita dei prodotti il costo della carica. Nel terzo trimestre 2010 il margine indicatore Brent è stato di 2,09 \$/barile (-0,25 \$/barile rispetto al terzo trimestre 2009, pari al -10,7%; -1,13 \$/barile nei nove mesi, pari a -30,1%). I margini realizzati da Eni nello stesso periodo sono stati favoriti rispetto al *benchmark* di mercato da una modesta riapertura del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo, dalla ripresa dello *spread* di valorizzazione delle produzioni delle raffinerie *inland* rispetto a quelle *export* (premio posizionamento), nonché dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Nel terzo trimestre 2010 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 3,4% (-4,6% nei nove mesi) a causa del calo dei consumi e dell'accresciuta pressione competitiva che ha determinato una contrazione di circa 1 punto percentuale della quota di mercato (30,7% nel terzo trimestre 2010). Le vendite nei mercati europei hanno seguito un *trend* positivo (+13,8% e +4,4% rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi) beneficiando nel trimestre dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria e altri incrementi in alcuni Paesi dell'est europeo.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del terzo trimestre e dei nove mesi sono stati favoriti dal deprezzamento del cambio euro/dollaro (-9,8% nel trimestre; -3,6% nei nove mesi).

Sviluppi di business

Avvio del progetto Zubair in Iraq

Sono stati realizzati in linea con gli impegni contrattuali tutti i necessari *achievement* del progetto del giacimento *giant* Zubair in Iraq che consentiranno l'iscrizione della produzione di competenza nell'anno 2010. Eni con una quota di partecipazione del 32,8% è capofila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con *target* produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno entro i prossimi sei anni.

Altri avvii produttivi

Tra i principali avvii produttivi conseguiti nel terzo trimestre si segnalano Arcadia 1 e Tuna in Egitto e Morvin in Norvegia che portano ad 8 gli avvii conseguiti fino a oggi rispetto ai 12 pianificati per l'intero 2010.

Acquisizione di asset esplorativi nella Repubblica Democratica del Congo

Il 16 agosto 2010 Eni ha stipulato con la società britannica Surestream Petroleum l'accordo per l'acquisizione della quota del 55% e il ruolo di operatore nel blocco esplorativo *onshore* Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo. L'operazione che ha ottenuto la ratifica delle competenti autorità, implementa il *framework agreement* firmato da Eni con la Repubblica Democratica del Congo nell'agosto 2009 per la cooperazione e la valorizzazione delle risorse petrolifere del Paese.

Attività esplorativa

Nel terzo trimestre i principali successi esplorativi sono stati ottenuti in Venezuela con il pozzo di *appraisal* Perla 3 (Eni 50%), Angola con i pozzi Cabaca South East-2 e Mpungi 2 nel Blocco *offshore* 15/06 (Eni operatore con il 35%) e Regno Unito con l'*appraisal* di Culzean 2.

Sviluppi nell'area Hewett

Nell'ambito del progetto di sviluppo dello stoccaggio *offshore* di gas nell'area Hewett nel Mare del Nord, nell'ottobre 2010, Eni ha ottenuto dalle competenti autorità britanniche le necessarie autorizzazioni all'utilizzo del giacimento Deborah come sito di stoccaggio, e la licenza per lo stoccaggio di gas. La *Final Investment Decision* del progetto è attesa nel primo trimestre del 2011.

Cessione della Società Padana Energia

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, il 19 ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% di Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €179 milioni, con un'eventuale integrazione fino a €25 milioni in relazione al conseguimento di certi *target* produttivi degli *asset* in sviluppo. Ulteriori integrazioni di prezzo sono previste in relazione all'accertamento del potenziale esplorativo degli *asset* ceduti. Inoltre l'accordo prevede un'opzione di acquisto a favore di Gas Plus esercitabile entro il 30 novembre 2010 del 100% del capitale di Adriatica Idrocarburi, società che possiede titoli minerari nel Centro Italia.

Procedimento antitrust europeo nel settore del gas

Il 29 settembre 2010 la Commissione Europea ha adottato una decisione con cui ha accettato certi impegni strutturali presentati da Eni per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni la procedura della Commissione avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas relativi al presunto ingiustificato rifiuto di accesso alle infrastrutture di trasporto TAG (Austria) e TENP/Transitgas (Germania/Svizzera), interconnesse al sistema italiano di trasporto. Gli impegni presentati da Eni e resi vincolanti dalla decisione della Commissione riguardano la dismissione delle partecipazioni possedute da Eni nelle società concernenti il gasdotto tedesco TENP, quello svizzero Transitgas e quello austriaco TAG. Con riferimento a quest'ultimo, in virtù della valenza strategica dello stesso, si prevede che il trasferimento della relativa partecipazione debba avvenire nei confronti di un soggetto controllato dallo Stato Italiano. Eni procederà all'attuazione degli impegni secondo le modalità e la tempistica negli stessi prevista (una versione non confidenziale degli impegni definitivi sarà resa pubblica previo assenso della Commissione). Per effetto dell'approvazione da parte della Commissione Europea del piano di dismissione, nella situazione trimestrale al 30 settembre 2010, gli attivi e passivi patrimoniali degli *asset* oggetto degli impegni strutturali (sette partecipazioni di maggioranza o minoritarie nelle società *carrier* e nelle *pipeline owner*) sono stati classificati nelle "attività destinate alla vendita".

Evoluzione prevedibile della gestione

Per il 2010, in uno scenario energetico ancora caratterizzato da elevata volatilità, Eni prevede una leggera ripresa dei consumi mondiali di petrolio ed un prezzo medio del *marker* Brent di 77 \$/barile. Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2010 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2010 è prevista in linea al 2009 (nel 2009 pari a 1,769 milioni di boe/giorno), assumendo lo scenario Brent di 77 \$/barile, lo stesso livello di tagli OPEC dei nove mesi e le dismissioni in corso, con esclusione dell'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas. Il contributo di nuovi avvisi in particolare in Italia, Congo, Norvegia e solo marginalmente del progetto Zubair in Iraq, unitamente alla crescita dei campi avviati nel 2009 principalmente in Nigeria e Angola, compenseranno il declino dei giacimenti maturi, i minori ritiri di gas libico in relazione all'*oversupply* sul mercato europeo, nonché i ritardi produttivi attesi nel Golfo del Messico in conseguenza dell'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP;
- **Vendite di gas mondo:** in flessione rispetto al livello 2009 (pari nel 2009 a circa 104 miliardi di metri cubi) per aumento della pressione competitiva, particolarmente in Italia, parzialmente compensata dalla ripresa della domanda gas in Europa e dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas;
- **Business regolati:** la *performance* dei *business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della riduzione dei costi a seguito dell'integrazione della filiera trasporto, stoccaggio e distribuzione;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in linea al 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009) in relazione all'incremento del tasso di utilizzo degli impianti Eni e all'entrata in esercizio dell'*hydrocracker* di Taranto che hanno più che compensato la cessazione del contratto di lavorazione presso raffinerie di terzi;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono in fase di implementazione iniziative di *marketing* per sostenere le vendite e i margini sul mercato italiano e lo sviluppo nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici in leggero aumento rispetto al 2009 (€13,69 miliardi nel 2009) per effetto delle iniziative di ottimizzazione della produzione e dell'apprezzamento del dollaro. Gli investimenti riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, i progetti esplorativi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti europei TAG, TENP e Transitgas per le quali sono attualmente in corso le relative istruttorie finanziarie, legali e tecniche, si prevede possano essere completate entro la prima metà del 2011. Il *leverage* previsto alla fine dell'esercizio è atteso confermarsi sul livello di fine 2009 grazie alle azioni gestionali identificate ed in parte già attuate nel corso dell'anno.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre 2010 e dei nove mesi 2010, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio sulla gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre 2010 e ai nove mesi 2010 e al terzo trimestre e ai nove mesi 2009. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2010, 30 giugno 2010 e 31 dicembre 2009. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale.

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 2010 sono quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2009, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2010 illustrati nella sezione "Criteri di redazione" della Relazione finanziaria semestrale 2010 cui si rinvia. L'applicazione di detti principi non ha prodotto effetti ad eccezione delle disposizioni dell'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 comporta la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali; nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 posto a confronto, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione ex IFRIC 12 (€3.412 milioni) è stato riclassificato dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alla voce "Attività immateriali". Tenuto conto della struttura tariffaria dei servizi resi in concessione e in assenza di *benchmark* di riferimento, non è possibile enucleare in modo attendibile un margine per l'attività di costruzione/potenziamento dell'infrastruttura e pertanto gli investimenti sono rilevati come lavori in corso su ordinazione in misura pari ai costi sostenuti. Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

A partire dal 1° aprile 2010, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i 230 campi a gas di Eni in esercizio a fine 2009. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del terzo trimestre 2010 è stato di 26.000 boe/giorno; sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

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

Disclaimer

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

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

Contatti societari

Casella e-mail: segreteriasocietaria.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 2010 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2010

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
19.142	22.902	22.704	18,6	Ricavi della gestione caratteristica	61.150	70.410	15,1
3.217	4.305	4.084	27,0	Utile operativo	9.589	13.236	38,0
(145)	(368)	28		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(210)	(749)	
45	191	(6)		Esclusione <i>special item</i>	41	78	
3.117	4.128	4.106	31,7	Utile operativo adjusted	9.420	12.565	33,4
(175)	(309)	46		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(394)	(508)	
216	311	178		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	549	699	
(1.757)	(2.390)	(2.174)		Imposte sul reddito ^(a)	(5.099)	(6.841)	
55,6	57,9	50,2		Tax rate (%)	53,3	53,6	
1.401	1.740	2.156	53,9	Utile netto adjusted	4.476	5.915	32,1
				Dettaglio per settore di attività ^(a)			
943	1.439	1.329	40,9	Exploration & Production	2.859	4.013	40,4
579	521	438	(24,4)	Gas & Power	2.064	1.914	(7,3)
(48)	(19)	48	..	Refining & Marketing	(79)	(1)	98,7
(46)	(23)	18	..	Petrolchimica	(255)	(48)	81,2
214	273	258	20,6	Ingegneria & Costruzioni	663	728	9,8
(62)	(61)	(54)	12,9	Altre attività	(162)	(176)	(8,6)
(183)	(329)	60	..	Corporate e società finanziarie	(649)	(471)	27,4
4	(61)	59		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	35	(44)	
1.240	1.824	1.724	39,0	Utile netto di competenza azionisti Eni	3.976	5.770	45,1
(108)	(250)	16		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(160)	(514)	
20	51	(41)		Esclusione <i>special item</i>	(3)	(110)	
1.152	1.625	1.699	47,5	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.813	5.146	35,0
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,34	0,50	0,48	41,2	per azione (€)	1,10	1,59	44,5
0,97	1,27	1,24	27,8	per ADR (\$)	3,00	4,18	39,3
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,32	0,45	0,47	46,9	per azione (€)	1,05	1,42	35,2
0,92	1,15	1,21	31,5	per ADR (\$)	2,87	3,74	30,3
3.622,4	3.622,4	3.622,5		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,4	3.622,4	
2.034	4.585	2.409	18,4	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.655	11.548	19,6
2.957	4.328	2.851	(3,6)	Investimenti tecnici	9.801	9.958	1,6

(a) Escludono gli *special item*. Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore 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) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
68,28	78,30	76,86	12,6	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	57,16	77,14	35,0
1,431	1,273	1,291	(9,8)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,365	1,316	(3,6)
47,71	61,51	59,54	24,8	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	41,88	58,62	40,0
2,34	3,39	2,09	(10,7)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	3,76	2,63	(30,1)
2,26	4,48	2,44	8,0	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	4,14	3,37	(18,6)
1,64	2,66	1,62	(1,2)	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,75	2,00	(27,3)
0,8	0,6	0,8		Euribor - a tre mesi (%)	1,4	0,7	(50,0)
0,4	0,4	0,4		Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,8	0,4	(50,0)

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

(b) Fonte: BCE.

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

Risultati di gruppo

Nel terzo trimestre 2010 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.724 milioni è aumentato di €484 milioni rispetto al terzo trimestre 2009, pari al 39%. Nei nove mesi 2010 l'utile netto è stato di €5.770 milioni con un aumento di €1.794 milioni rispetto ai nove mesi 2009, pari al 45,1%. L'incremento in entrambi i *reporting period* riflette il miglioramento della *performance* operativa (+27% nel trimestre e +38% nei nove mesi) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production. Il risultato del trimestre ha beneficiato della riduzione di circa 4 punti percentuali del *tax rate* consolidato determinata dall'utilizzo di fondi tassati nel trimestre e da accantonamenti in deducibili nel trimestre di confronto da parte di alcune società estere del settore Exploration & Production. All'incremento dell'utile dei nove mesi 2010 hanno contribuito i maggiori proventi da partecipazioni valutate all'*equity* e al costo, comprese plusvalenze da cessione, mentre il *tax rate* è sostanzialmente stabile su base progressiva (-0,6 punti percentuali).

Nel terzo trimestre 2010 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.699 milioni è aumentato di €547 milioni rispetto al terzo trimestre 2009 (+47,5%). Nei nove mesi 2010 l'utile netto *adjusted* è stato di €5.146 milioni, in aumento del 35% (+€1.333 milioni rispetto ai nove mesi 2009). L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €16 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €41 milioni, con un effetto complessivo di -€25 milioni. Nei nove mesi 2010 l'utile da magazzino di €514 milioni e gli *special item* pari a €110 milioni di proventi, hanno avuto un effetto complessivo sull'utile netto di -€624 milioni.

Gli *special item* dell'utile operativo registrati nel terzo trimestre 2010 si riferiscono principalmente alle plusvalenze da cessione di *asset* non strategici nel settore Exploration & Production, al netto di svalutazioni di modesta entità di investimenti di periodo riferiti prevalentemente a interventi di sicurezza effettuati su *asset* svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing, nonché ad oneri per incentivazione all'esodo e accantonamenti ambientali. Tra gli *special item* non operativi si segnala una plusvalenza da dismissione di una partecipazione non correlata al *business* nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Nei nove mesi 2010 in aggiunta ai fenomeni riportati per il trimestre sono state rilevate svalutazioni non significative anche nei settori Exploration & Production e Petrolchimica. Tra gli *special item* non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di €33 milioni della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, le plusvalenze da cessione delle partecipazioni in GreenStream (€93 milioni), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, e nella società belga DistriRe (€47 milioni), nonché la svalutazione di una partecipazione industriale in Venezuela (€20 milioni)⁵.

Risultati per settore

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

Exploration & Production

L'utile netto *adjusted* conseguito dal settore Exploration & Production nel terzo trimestre 2010 è aumentato del 40,9% (+40,4% nei nove mesi 2010) per effetto del miglioramento operativo (+€853 milioni, pari al 34,9% nel terzo trimestre; +€3.176 milioni, pari al 47,5% nei nove mesi) dovuto principalmente all'incremento del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (9,8% nel trimestre; 3,6% nei nove mesi). Il risultato del trimestre ha beneficiato della riduzione di circa 3 punti percentuali del *tax rate* determinata dall'utilizzo di fondi tassati nel trimestre e da accantonamenti in deducibili nel trimestre di confronto da parte di alcune società estere del settore. Nei nove mesi il *tax rate* aumenta di un punto percentuale.

Petrolchimica

Nel terzo trimestre 2010 il settore ha conseguito l'utile netto *adjusted* di €18 milioni rispetto alla perdita di €46 milioni del trimestre di confronto. Su base progressiva il settore ha ridotto dell'81,2% la perdita netta *adjusted*

(5) Un'ulteriore svalutazione di questa partecipazione (€29 milioni) è stata imputata a patrimonio netto in quanto determinata da variazioni del rapporto di cambio con il bolivar.

(€48 milioni nei nove mesi del 2010 a fronte di una perdita di €255 milioni nel 2009). Tali importanti progressi riflettono il miglioramento operativo (+€96 milioni nel trimestre; +€283 milioni nei nove mesi) dovuto al ritorno dei margini dei prodotti su livelli di redditività, ai maggiori livelli di efficienza e al significativo recupero dei volumi venduti cresciuti in media dell'1,6% e dell'11,7% rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi (in particolare nelle olefine e negli stirenici).

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2010 il settore Refining & Marketing ha conseguito l'utile netto *adjusted* di €48 milioni che si confronta con la perdita netta di pari ammontare del terzo trimestre 2009. I *driver* del miglioramento sono stati la buona ripresa dell'attività di *marketing* dei prodotti petroliferi, trainati dalla crescita delle vendite in Europa e da uno scenario meno penalizzante, nonostante le minori vendite rete in Italia, e i benefici delle azioni di recupero di efficienza ed ottimizzazione/integrazione nel *business* raffinazione. Nei nove mesi, la perdita netta è stata azzerata (-€1 milione) con un sostanziale progresso rispetto ai nove mesi 2009 caratterizzati dalla perdita netta di €79 milioni per effetto degli stessi *driver* del trimestre.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito un miglioramento dell'utile netto *adjusted* di €44 milioni nel terzo trimestre (+€65 milioni nei nove mesi) per effetto della crescita del giro di affari e della maggiore redditività delle commesse.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2010 il settore Gas & Power ha registrato una flessione del risultato netto *adjusted* di €141 milioni pari al 24,4% (-€150 milioni nei nove mesi, pari al 7,3%). I principali *trend* sono rappresentati dal netto peggioramento della gestione dell'attività Mercato che ha accusato la perdita operativa di €112 milioni nel trimestre con un peggioramento di €297 milioni rispetto al periodo di confronto (su base progressiva -€619 milioni di utile pari al 52,8%) dovuto alla flessione dei volumi venduti in Italia e al calo dei margini in un quadro d'intensa pressione competitiva, nonché allo scenario negativo. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato nei due periodi dalla solida *performance* operativa dei *Business* regolati Italia (+11,1% nel trimestre; +15,7% nei nove mesi) e dai maggiori risultati delle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato⁶

(€ milioni)

	31.12.2009	30.06.2010	30.09.2010	Var. ass. vs 31.12.2009	Var. ass. vs 30.06.2010
Capitale immobilizzato ^(a)					
Immobili, impianti e macchinari	59.765	67.477	64.583	4.818	(2.894)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.997	1.909	173	(88)
Attività immateriali	11.469	11.479	11.466	(3)	(13)
Partecipazioni	6.244	6.389	5.979	(265)	(410)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.976	1.810	549	(166)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(749)	(710)	(663)	86	47
	79.726	88.608	85.084	5.358	(3.524)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	5.495	6.641	6.797	1.302	156
Crediti commerciali	14.916	15.493	14.818	(98)	(675)
Debiti commerciali	(10.078)	(11.536)	(10.219)	(141)	1.317
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(4.059)	(3.848)	(1.860)	211
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(10.854)	(10.306)	13	548
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(3.968)	(2.895)	(2.533)	1.435	362
	(5.942)	(7.210)	(5.291)	651	1.919
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(1.012)	(1.008)	(64)	4
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	331	592	326	261
CAPITALE INVESTITO NETTO	73.106	80.717	79.377	6.271	(1.340)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	46.073	53.379	49.870	3.797	(3.509)
Interessenze di terzi	3.978	3.996	4.246	268	250
	50.051	57.375	54.116	4.065	(3.259)
Indebitamento finanziario netto	23.055	23.342	25.261	2.206	1.919
Coperture	73.106	80.717	79.377	6.271	(1.340)
Leverage	0,46	0,41	0,47	0,01	0,06

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota metodologica di pag. 6.

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €386 milioni (€339 milioni e €496 milioni al 31 dicembre 2009 e al 30 giugno 2010, rispettivamente) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €261 milioni (€284 milioni e €266 milioni al 31 dicembre 2009 e al 30 giugno 2010, rispettivamente).

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,365 al 30 settembre 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -5,3%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2010, un aumento del capitale investito netto di circa €1.900 milioni, del patrimonio netto di circa €1.600 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €300 milioni. Diversamente, rispetto alla situazione contabile consolidata al 30 giugno 2010, l'apprezzamento dell'euro sul dollaro ai cambi puntuali 30 giugno – 30 settembre 2010 (+11%) ha determinato una riduzione del capitale investito netto di circa €3.800 milioni, del patrimonio netto di circa €3.400 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €400 milioni contribuendo, in aggiunta all'aumento dell'indebitamento nel trimestre, al peggioramento del rapporto di indebitamento del bilancio consolidato salito a 0,47 al 30 settembre rispetto a 0,41 al 30 giugno (0,46 al 31 dicembre 2009).

Il **capitale immobilizzato** (€85.084 milioni) è aumentato di €5.358 milioni rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici di periodo (€9.958 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€6.528 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.291 milioni) è aumentato di €651 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento delle rimanenze a seguito della ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi, della variazione po-

(6) 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*).

sitiva del *fair value* degli strumenti di copertura del rischio *commodity*, parzialmente compensati dall'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per effetto dello stanziamento delle imposte sul reddito del periodo.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€592 milioni) riguardano: le attività minerarie in Italia conferite alle società Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la prima dismessa in ottobre, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA, per la quale è stato stipulato un accordo preliminare di vendita, e le società del trasporto internazionale del gas in Germania, Svizzera e Austria per le quali è stato avviato il piano di dismissione in linea con gli impegni assunti nei confronti della Commissione Europea.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€54.116 milioni) è aumentato di €4.065 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€8.222 milioni) dato dall'utile di conto economico di €6.539 milioni e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (€3.622 milioni, riferiti al saldo dividendo 2009 e all'acconto 2010) e dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre entità minori (€489 milioni, compreso l'acconto dividendo 2010 deliberato e non ancora distribuito da Snam Rete Gas alla data del 30 settembre 2010).

Rendiconto finanziario riclassificato⁷

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
1.489	1.939	2.181	Utile netto	4.639	6.539
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
1.927	2.502	1.642	- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.875	6.045
(119)	(75)	(135)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(284)	(379)
1.826	2.362	2.243	- dividendi, interessi e imposte	5.079	7.076
(1.536)	483	(1.798)	Variazione del capitale di esercizio	454	(1.685)
(1.553)	(2.626)	(1.724)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.108)	(6.048)
2.034	4.585	2.409	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.655	11.548
(2.957)	(4.328)	(2.851)	Investimenti tecnici	(9.801)	(9.958)
(63)	(76)	(186)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.277)	(301)
292	66	107	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.567	902
4	(88)	104	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(509)	(102)
(690)	159	(417)	Free cash flow	635	2.089
(87)	94	12	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	383	18
2.997	1.118	2.090	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.674	1.724
(1.799)	(2.161)	(1.808)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.870)	(3.956)
(17)	20	(40)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(17)	29
404	(770)	(163)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(195)	(96)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
(690)	159	(417)	Free cash flow	635	2.089
304	(288)	306	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	71	(339)
(1.799)	(2.161)	(1.808)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.870)	(3.956)
(2.185)	(2.290)	(1.919)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.164)	(2.206)

(7) 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** (€11.548 milioni) e gli incassi da dismissioni (€902 milioni) hanno coperto in parte i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€9.958 milioni) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.622 milioni di cui €1.811 milioni per l'acconto dividendo 2010) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre entità minori (€354 milioni), determinando un incremento di €2.206 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio. Le dismissioni hanno riguardato il corrispettivo della cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream (€75 milioni), asset non strategici nella divisione Exploration & Production (€265 milioni), nonché l'incasso della seconda *tranche* dell'operazione di disinvestimento del 51% della *joint venture* OOO SeverEnergia a Gazprom (€526 milioni).

Altre informazioni

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

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che alla data del 30 settembre 2010 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 ed Eni Finance USA Inc, già segnalate nella relazione finanziaria semestrale consolidata 2010. Sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2010.

Exploration & Production

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2009	2010	
5.325	7.184	6.648	24,8	Ricavi della gestione caratteristica		17.153	21.217	23,7
2.557	3.401	3.369	31,8	Utile operativo		6.709	10.067	50,1
(114)	41	(73)		Esclusione <i>special item</i> :		(29)	(211)	
(5)	29	1		- svalutazioni di asset e altre attività		215	30	
(111)	(7)	(57)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(278)	(224)	
6	6	5		- oneri per incentivazione all'esodo		11	13	
(4)	13	(23)		- componente valutativa dei derivati su commodity		23	(31)	
		1		- altro			1	
2.443	3.442	3.296	34,9	Utile operativo adjusted		6.680	9.856	47,5
(49)	(57)	(50)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		34	(156)	
106	199	16		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		219	282	
(1.557)	(2.145)	(1.933)		Imposte sul reddito ^(a)		(4.074)	(5.969)	
62,3	59,8	59,3		Tax rate (%)		58,8	59,8	
943	1.439	1.329	40,9	Utile netto adjusted		2.859	4.013	40,4
				I risultati includono:				
1.458	1.778	1.578	8,2	- ammortamenti e svalutazioni di asset		4.929	5.036	2,2
				di cui:				
281	318	251	(10,7)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.201	881	(26,6)
225	184	185	(17,8)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		995	601	(39,6)
56	134	66	17,9	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		206	280	35,9
2.089	3.186	1.967	(5,8)	Investimenti tecnici		6.996	7.117	1,7
				di cui:				
212	259	203	(4,2)	- ricerca esplorativa ^(b)		944	718	(23,9)
				Produzioni ^{(c)(d)(e)}				
957	980	948	(0,9)	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	985	979	(0,6)
117	122	119	1,7	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	121	124	2,5
1.678	1.758	1.705	n.m.	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.730	1.768	n.m.
1.678	1.732	1.679	0,1	Idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.730	1.742	0,7
				Prezzi medi di realizzo				
62,69	72,33	70,37	12,3	Petrolio ^(f)	(\$/bbl)	53,01	71,22	34,4
183,78	205,13	200,23	9,0	Gas naturale	(\$/kmc)	204,18	202,59	(0,8)
49,54	55,06	53,63	8,3	Idrocarburi	(\$/boe)	45,02	54,05	20,1
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
68,28	78,30	76,86	12,6	Brent <i>dated</i>	(\$/bbl)	57,16	77,14	35,0
47,71	61,51	59,54	24,8	Brent <i>dated</i>	(€/bbl)	41,88	58,62	40,0
68,19	77,78	76,04	11,5	West Texas <i>Intermediate</i>	(\$/bbl)	56,90	77,50	36,2
111,95	152,56	151,15	35,0	Gas Henry <i>Hub</i>	(\$/kmc)	134,90	161,74	19,9

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include *bonus* esplorativi.

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

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

(e) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 26.000 boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Per maggiori informazioni vedi pag. 6.

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2010** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €3.296 milioni con un incremento di €853 milioni rispetto al terzo trimestre 2009, pari al 34,9%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +12,3%; gas naturale +9,0%) e del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €200 milioni).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €73 milioni di proventi netti relativi a plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione

inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €1.329 milioni è aumentato di €386 milioni rispetto al terzo trimestre 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e della riduzione del *tax rate* di 3 punti percentuali (dal 62,3% al 59,3%) determinata dall'utilizzo di fondi tassati nel trimestre e da accantonamenti indeducibili nel trimestre di confronto da parte di alcune società estere del settore, parzialmente compensati dai minori proventi da partecipazioni.

Nei **nove mesi 2010** l'utile operativo *adjusted* di €9.856 milioni è aumentato di €3.176 milioni nel confronto con lo stesso periodo 2009, pari al 47,5%, per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio (+34,4%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €260 milioni) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Gli *special item* dei nove mesi 2010 di €211 milioni di proventi netti riguardano plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, svalutazioni di proprietà *oil&gas* nonché la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €4.013 milioni è aumentato di €1.154 milioni rispetto ai nove mesi del 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni, parzialmente compensati dall'incremento del *tax rate* dal 58,8% al 59,8% (1 punto percentuale).

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi *reported* del **terzo trimestre 2010** è stata di 1,705 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione risulta sostanzialmente in linea rispetto al terzo trimestre 2009. La crescita organica registrata in Nigeria, Congo ed Italia e il contributo degli avvii dell'anno e delle regimazioni di quelli effettuati nel 2009 sono stati compensati dalle fermate programmate in Kazakhstan e Libia, nonché dai declini delle produzioni mature in particolare nel Mare del Nord. L'effetto positivo dei minori tagli OPEC ha assorbito i minori *entitlement* nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio e i minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* nel mercato europeo. La quota di produzione estera è stata dell'89% (90% nel terzo trimestre 2009).

La produzione di petrolio (948 mila barili/giorno) è diminuita di 9 mila barili/giorno, pari allo 0,9%. Gli impatti delle fermate programmate (Kazakhstan e Libia) e del declino dei giacimenti maturi (Mare del Nord), sono stati compensati dalla crescita organica registrata in Nigeria, per effetto del *ramp-up* del progetto Oyo (Eni 40%) e del minore impatto dei problemi di sicurezza, in Italia, a seguito della crescita del progetto potenziamento sviluppo Val d'Agri (Eni 60,77%) e in Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%).

La produzione di gas naturale (119 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 2 milioni di metri cubi/giorno, pari all'1,7%, beneficiando degli incrementi produttivi registrati in Nigeria, Congo e Australia. In negativo hanno pesato il declino di produzioni mature in Egitto, i minori ritiri di gas in Libia a causa della debolezza del mercato europeo e le conseguenze sull'attività nel Golfo del Messico dell'incidente occorso al pozzo Macondo operato dalla BP.

La produzione di idrocarburi *reported* dei **nove mesi 2010** è stata di 1,768 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione aumenta dello 0,7% rispetto al corrispondente periodo 2009. La crescita organica registrata in Nigeria, Congo e Italia e il contributo degli avvii dell'anno e delle regimazioni di quelli effettuati nel 2009 sono stati parzialmente compensati dalle fermate programmate e dai declini delle produzioni mature. L'effetto positivo dei minori tagli OPEC ha assorbito i minori *entitlement* nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio e i minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* nel mercato europeo. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nei nove mesi 2009).

La produzione di petrolio (979 mila barili/giorno) è diminuita di 6 mila barili/giorno, pari allo 0,6% a causa del

declino delle produzioni mature nel Mare del Nord e l'impatto delle fermate programmate in Kazakhstan e Libia. Queste riduzioni sono state attenuate dalla crescita organica e dal contributo degli avvii dell'anno in Nigeria, Congo e Italia.

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2,5%. I principali incrementi hanno riguardato Nigeria, Congo e Australia per crescite organiche e il contributo di avvii e regimazioni. Le principali riduzioni sono state registrate nel Mare del Nord e in Egitto a causa del declino delle produzioni mature.

Il **prezzo di realizzo in dollari del petrolio** è aumentato in media del 12,3% (34,4% nei nove mesi) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 12,6% nel trimestre; del 35% nei nove mesi).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,15 \$/barile nel trimestre e di 1,19 \$/barile nei nove mesi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 7,1 e 21,3 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 16,2 milioni di boe a fine settembre 2010.

I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+9% nel trimestre; -0,8% nei nove mesi) per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule *oil-linked* e della debolezza della domanda nelle vendite sui mercati *spot*.

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	PETROLIO	Nove mesi	
				2009	2010
91,1	86,4	84,8	Volumi venduti (milioni di barili)	278,1	257,0
10,6	7,1	7,1	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "	31,6	21,3
62,92	73,64	71,52	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati (\$/barile)	52,56	72,41
(0,23)	(1,31)	(1,15)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati	0,45	(1,19)
<u>62,69</u>	<u>72,33</u>	<u>70,37</u>	Prezzo medio di realizzo	<u>53,01</u>	<u>71,22</u>

Gas & Power

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre		
						2009	2010	Var. %
5.511	5.960	5.812	5,5	Ricavi della gestione caratteristica		22.979	20.480	(10,9)
567	592	438	(22,8)	Utile operativo		2.683	2.346	(12,6)
41	(25)	(22)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		335	(128)	
113	62	30		Esclusione <i>special item</i> :		(244)	124	
1	(1)	7		- oneri ambientali		18	11	
				- svalutazioni			10	
	1	1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(5)	2	
4	2	3		- oneri per incentivazione all'esodo		12	11	
				- componente valutativa dei derivati su commodity		(269)	90	
108	60	19		Utile operativo adjusted		2.774	2.342	(15,6)
721	629	446	(38,1)	Utile operativo adjusted		2.774	2.342	(15,6)
185	51	(112)	..	Mercato		1.172	553	(52,8)
450	481	500	11,1	Business regolati Italia ^(a)		1.309	1.514	15,7
86	97	58	(32,6)	Trasporto internazionale		293	275	(6,1)
(7)	9	7		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(19)	14	
76	95	118		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		238	313	
(211)	(212)	(133)		Imposte sul reddito ^(b)		(929)	(755)	
26,7	28,9	23,3		Tax rate (%)		31,0	28,3	
579	521	438	(24,4)	Utile netto adjusted		2.064	1.914	(7,3)
344	367	393	14,2	Investimenti tecnici		1.095	1.070	(2,3)
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
19,60	15,81	15,32	(21,8)	Vendite delle società consolidate		65,29	57,58	(11,8)
8,92	6,24	6,59	(26,1)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		30,03	23,70	(21,1)
10,31	9,26	8,30	(19,5)	- Resto d'Europa		34,51	33,01	(4,3)
0,37	0,31	0,43	16,2	- Extra Europa		0,75	0,87	16,0
1,52	2,04	2,09	37,5	Vendite delle società collegate (quota Eni)		5,69	6,59	15,8
21,12	17,85	17,41	(17,6)	Totale vendite e autoconsumi G&P		70,98	64,17	(9,6)
1,40	1,34	1,19	(15,0)	E&P in Europa e Golfo del Messico		4,35	4,13	(5,1)
22,52	19,19	18,60	(17,4)	Totale vendite mondo		75,33	68,30	(9,3)
17,23	19,08	17,26	0,2	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	55,34	60,32	9,0
9,19	9,61	10,70	16,4	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	24,54	29,31	19,4

(a) Dal 1° gennaio 2010, nel settore di attività Trasporto si è proceduto all'aggiornamento della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni), oggetto di recente revisione ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La Società, tenuto anche conto dei meccanismi di riconoscimento delle componenti tariffarie legate ai nuovi ammortamenti, ha ritenuto adeguato rideterminare la vita utile di tali asset, allineandola alla durata convenzionale tariffaria. L'impatto sul risultato operativo del trimestre è di €7 milioni (€26 milioni nei nove mesi).

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €446 milioni con una diminuzione di €275 milioni rispetto al terzo trimestre 2009, pari al 38,1%. Il peggioramento è dovuto alla negativa *performance* dell'attività Mercato che nel trimestre ha accusato la perdita operativa di €112 milioni rispetto all'utile di €185 milioni del periodo di confronto, penalizzata dalla crescente pressione competitiva e dallo scenario negativo. Il risultato del terzo trimestre 2010 non considera inoltre proventi su derivati di €47 milioni realizzati in precedenti *reporting period* relativi a vendite del periodo che se considerati di copertura avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite, mentre il terzo trimestre 2009 non tiene conto di oneri per €150 milioni realizzati in precedenti *reporting period* relativi a vendite del periodo.

Tenuto conto che gli IFRS in assenza dei requisiti formali non consentono il rinvio di questi proventi /oneri allo stesso *reporting period* di rilevazione delle vendite cui sono associati, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* pro-forma *adjusted* che in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi (od oneri) avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 21). Tale misura alternativa di *performance* evidenzia una flessione più contenuta del risultato del Mercato, in linea con i *trend* fondamentali del *business*. I *Business* regolati Italia hanno registrato un incremento dell'11,1% dell'utile operativo *adjusted*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* ammontano a €30 milioni di oneri netti nel trimestre 2010 (€124 milioni nei nove mesi 2010) riferiti alla componente valutativa di strumenti derivati non di copertura su *commodity* dell'attività Mercato e ad accantonamenti per oneri ambientali.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2010 di €438 milioni è diminuito di €141 milioni rispetto al terzo trimestre 2009 (-24,4%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa, in parte compensato dai maggiori risultati e altri proventi finanziari delle entità valutate a *equity* e dalla riduzione del *tax rate adjusted* (da 26,7% a 23,3%) per effetto del maggior reddito prodotto all'estero.

Nei **nove mesi 2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €2.342 milioni con una diminuzione di €432 milioni rispetto ai nove mesi 2009, pari al 15,6%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato (-52,8%), attenuato dalla tenuta dei *Business* regolati Italia (+15,7%). Il risultato del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti *reporting period* su strumenti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di €129 milioni associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nei nove mesi 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite. L'*EBITDA* pro-forma *adjusted* che in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi (od oneri) avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 21), evidenzia una flessione più contenuta della *performance* del Mercato rispetto allo stesso periodo del 2009.

Andamento operativo

Mercato

Nel **terzo trimestre 2010** l'attività Mercato ha accusato la perdita operativa *adjusted* di €112 milioni con un peggioramento di €297 milioni rispetto all'utile operativo *adjusted* di €185 milioni del terzo trimestre 2009. Considerando l'impatto degli strumenti derivati su *commodity* non valutati di copertura descritto in precedenza, la *performance* negativa del Mercato ha risentito della rilevante contrazione dei volumi venduti dalle società consolidate nel mercato domestico (-2,33 miliardi di metri cubi, pari al 26,1%) e della flessione dei margini per effetto della pressione competitiva, nonché dell'effetto scenario negativo per il cambio.

Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del *supply*.

L'utile operativo *adjusted* dei **nove mesi 2010** di €553 milioni è diminuito di €619 milioni rispetto ai nove mesi 2009 (-52,8%) a causa degli stessi andamenti di *business* del trimestre, nonché per l'effetto scenario negativo riferito all'andamento dei parametri energetici di riferimento contenuti nelle formule prezzo *oil-linked*. Tra i fattori positivi si evidenzia la circostanza che il periodo di confronto era stato penalizzato dal fenomeno di sostituzione del gas con ricorso alle fonti idroelettriche nella produzione di energia elettrica.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
8,92	6,27	6,60	(26,0)	ITALIA	30,03	23,74	(20,9)
0,70	0,65	0,50	(28,6)	- Grossisti	4,45	3,08	(30,8)
0,24	0,14	0,14	(41,7)	- Gas release	0,89	0,68	(23,6)
0,63	0,71	1,21	92,1	- PSV e borsa	1,02	2,96	..
1,87	1,51	1,43	(23,5)	- Industriali	5,96	4,52	(24,2)
0,09	0,14	0,06	(33,3)	- PMI e terziario	0,69	0,72	4,3
3,39	0,83	1,32	(61,1)	- Termoelettrici	8,39	2,90	(65,4)
0,45	0,76	0,38	(15,6)	- Residenziali	4,32	4,25	(1,6)
1,55	1,53	1,56	0,6	- Autoconsumi	4,31	4,63	7,4
13,60	12,92	12,00	(11,8)	VENDITE INTERNAZIONALI	45,30	44,56	(1,6)
11,65	10,87	9,88	(15,2)	Resto d'Europa	39,48	38,36	(2,8)
2,07	2,13	1,37	(33,8)	- Importatori in Italia	7,84	6,72	(14,3)
9,58	8,74	8,51	(11,2)	- Mercati europei	31,64	31,64	0,0
1,92	1,70	1,92	0,0	<i>Penisola Iberica</i>	5,17	5,25	1,5
1,09	1,25	0,99	(9,2)	<i>Germania - Austria</i>	3,77	4,06	7,7
2,85	2,64	2,05	(28,1)	<i>Belgio</i>	10,11	9,91	(2,0)
0,30	0,26	0,17	(43,3)	<i>Ungheria</i>	1,76	1,52	(13,6)
1,02	0,88	0,89	(12,7)	<i>Nord Europa</i>	3,00	3,18	6,0
1,17	0,47	1,03	(12,0)	<i>Turchia</i>	3,49	2,48	(28,9)
1,02	1,24	1,08	5,9	<i>Francia</i>	3,38	4,09	21,0
0,21	0,30	0,38	81,0	<i>altro</i>	0,96	1,15	19,8
0,55	0,71	0,93	69,1	Mercati extra europei	1,47	2,07	40,8
1,40	1,34	1,19	(15,0)	E&P in Europa e Golfo del Messico	4,35	4,13	(5,1)
22,52	19,19	18,60	(17,4)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	75,33	68,30	(9,3)

Le vendite di gas naturale del **terzo trimestre 2010** sono state di 18,60 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 riduzione di 3,92 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2009, pari al 17,4%, dovuta principalmente alla rilevante contrazione dei volumi venduti nel mercato Italia.

Le vendite in Italia sono state di 6,60 miliardi di metri cubi con un decremento di 2,32 miliardi di metri cubi, pari al 26%, a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza in un contesto reso ancora più difficile dalle condizioni di *oversupply* del mercato. Il calo delle vendite ha riguardato il settore termoelettrico (-2,07 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, il settore industriale (-0,44 miliardi di metri cubi) e le vendite ai grossisti (-0,20 miliardi di metri cubi). Tale effetto è parzialmente compensato dall'aumento delle vendite al PSV e borsa (+0,58 miliardi di metri cubi).

Le vendite internazionali di 12 miliardi di metri cubi sono diminuite di 1,60 miliardi di metri cubi (-11,8%) con le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa in calo di 1,07 miliardi di metri cubi (-11,2%), in particolare in Belgio (-0,80 miliardi di metri cubi) e in Turchia (-0,14 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,13 miliardi di metri cubi). In lieve aumento le vendite in Francia (+0,06 miliardi di metri cubi). In diminuzione di 0,70 miliardi di metri cubi le vendite agli importatori in Italia per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2010** sono state di 68,30 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 riduzione di 7,03 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2009, pari al 9,3%, dovuta principalmente al forte calo del mercato italiano. Le vendite in Italia sono state di 23,74 miliardi di metri cubi con un decremento di 6,29 miliardi di metri cubi (-20,9%) a causa dell'intensificarsi della pressione competitiva, con i principali cali nei settori termoelettrico (-5,49 miliardi di metri cubi), industriali (-1,44 miliardi di metri cubi) e grossisti (-1,37 miliardi di metri cubi). Sostanzialmente invariate a 4,25 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali (-0,07 miliardi di metri cubi rispetto al corrispondente periodo del 2009) e in aumento le vendite al segmento PSV e borsa (+1,94 miliardi di metri cubi). Le vendite internazionali di 44,56 miliardi di metri cubi sono diminuite di 0,74 miliardi di metri cubi (-1,6%) per

effetto principalmente della flessione dei volumi venduti agli importatori in Italia (-1,12 miliardi di metri cubi). In linea le vendite nei mercati europei *target* a 31,64 miliardi di metri cubi con flessioni in Turchia (-1,01 miliardi di metri cubi), Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) e Belgio (-0,20 miliardi di metri cubi), parzialmente compensate dalla crescita organica registrata in particolare in Francia (+0,71 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+0,29 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di energia elettrica** di 10,70 TWh nel terzo trimestre 2010 e 29,31 TWh nei nove mesi 2010, sono aumentate rispettivamente del 16,4% e del 19,4%, grazie anche alla parziale ripresa della domanda elettrica, e hanno riguardato principalmente le vendite sul mercato libero (+1,95 TWh e +2,48 TWh rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi) che hanno beneficiato sia di una maggiore disponibilità di energia da produzioni sia dell'incremento dell'attività di *trading*, nonché i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,09 TWh e +2,15 TWh rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi).

Business regolati Italia

Nel **terzo trimestre 2010**, l'utile operativo *adjusted* delle attività regolate in Italia di €500 milioni è aumentato di €50 milioni rispetto al terzo trimestre 2009 (+11,1%), anche grazie alle sinergie da integrazione derivanti dalla riorganizzazione del *business* attuata nel 2009. In particolare, l'attività Trasporto ha incrementato del 7,8% la *performance* operativa (+€23 milioni) per effetto: (i) dei maggiori volumi trasportati; (ii) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (iii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iv) del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

In aumento anche i risultati dell'attività di Distribuzione (+€26 milioni) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €44 milioni, in linea rispetto al terzo trimestre 2009 (€43 milioni).

L'utile operativo *adjusted* dei **nove mesi 2010** di €1.514 milioni è aumentato di €205 milioni rispetto ai nove mesi 2009, pari al 15,7%; per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+€144 milioni) e della Distribuzione (+€52 milioni) riferibili ai fenomeni sopra descritti.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €178 milioni (€169 milioni nei nove mesi 2009).

I volumi trasportati di gas naturale in Italia (17,26 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2010 e 60,32 miliardi di metri cubi nei nove mesi 2010) sono in linea con il corrispondente periodo del 2009 nel trimestre e in aumento di 4,98 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2009, pari al 9%, per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nell'ambito dell'attività di **stoccaggio** nei nove mesi 2010 sono stati immessi in giacimento 6,84 miliardi di metri cubi di gas (-0,46 miliardi di metri cubi rispetto ai nove mesi 2009) e sono stati erogati 4,84 miliardi di metri cubi (in diminuzione di 1,21 miliardi di metri cubi rispetto al 2009).

La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 14,2 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.

Trasporto internazionale

L'utile operativo *adjusted* del **terzo trimestre 2010** di €58 milioni (€275 milioni nei nove mesi 2010) è diminuito di €28 milioni rispetto al terzo trimestre 2009, pari al 32,6% (-€18 milioni, pari al 6,1%, rispetto ai nove mesi 2009) per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

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. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
703	825	675	(4,0)	EBITDA pro-forma adjusted	3.244	2.932	(9,6)
211	299	128	(39,3)	Mercato	1.769	1.283	(27,5)
(150)	61	47		di cui: +/- rettifica derivati commodity	10	129	
338	350	368	8,9	Business regolati Italia	982	1.097	11,7
154	176	179	16,2	Trasporto internazionale	493	552	12,0

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 valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 30 settembre 2010 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,57%). 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. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var.% III trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2009	2010	Var. %
8.582	10.909	10.724	25,0	Ricavi della gestione caratteristica		22.703	30.979	36,5
34	255	(65)	..	Utile operativo ^(a)		321	295	(8,1)
(173)	(305)	45		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(640)	(492)	
29	(2)	34		Esclusione <i>special item</i> :		158	65	
19	17	2		- oneri ambientali		41	36	
12	11	14		- svalutazioni		64	47	
(2)				- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	(10)	
				- accantonamenti a fondo rischi		15		
3	4	2		- oneri per incentivazione all'esodo		11	8	
(3)	(34)	15		- componente valutativa dei derivati su commodity		28	(17)	
		1		- altro			1	
(110)	(52)	14	..	Utile operativo adjusted		(161)	(132)	18,0
22	21	33		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		61	99	
40	12	1		Imposte sul reddito ^(b)		21	32	
..		Tax rate (%)		
(48)	(19)	48	..	Utile netto adjusted		(79)	(1)	98,7
164	149	63	(61,6)	Investimenti		381	330	(13,4)
				Margine di raffinazione				
2,34	3,39	2,09	(10,7)	Brent	(\$/bbl)	3,76	2,63	(30,1)
1,64	2,66	1,62	(1,2)	Brent	(€/bbl)	2,75	2,00	(27,3)
2,26	4,48	2,44	8,0	Brent/Ural	(\$/bbl)	4,14	3,37	(18,6)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
6,43	6,54	6,64	3,3	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		18,05	19,04	5,5
7,94	7,42	7,60	(4,3)	Lavorazioni in conto proprio in Italia		22,10	21,90	(0,9)
1,35	1,31	1,35	0,0	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		3,84	3,92	2,1
9,29	8,73	8,95	(3,7)	LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO ITALIA + ESTERO		25,94	25,82	(0,5)
2,36	2,17	2,28	(3,4)	Rete Italia		6,77	6,46	(4,6)
0,80	0,77	0,91	13,8	Rete resto d'Europa		2,25	2,35	4,4
3,16	2,94	3,19	0,9	Rete Europa		9,02	8,81	(2,3)
2,43	2,33	2,50	2,9	Extrarete Italia		7,09	6,87	(3,1)
0,94	0,97	1,06	12,8	Extrarete resto d'Europa		2,70	2,89	7,0
3,37	3,30	3,56	5,6	Extrarete Europa		9,79	9,76	(0,3)
0,10	0,11	0,11	10,0	Extrarete altro estero		0,31	0,31	
4,71	5,42	5,15	9,3	Altre vendite		14,35	15,77	9,9
11,34	11,77	12,01	5,9	TOTALE VENDITE		33,47	34,65	3,5
				Vendite per area geografica				
6,88	6,82	7,01	1,9	Italia		19,78	20,00	1,1
1,74	1,74	1,97	13,2	Resto d'Europa		4,95	5,24	5,9
2,72	3,21	3,03	11,4	Altro estero		8,74	9,41	7,7

(a) A partire dal 1° gennaio 2010, il management ha adeguato la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali *integrated oil companies*, in particolare quelle europee. Le nuove vite utili sono state confermate dalle risultanze di un apposito studio tecnico. L'impatto sul risultato operativo del trimestre è di €19 milioni (€57 milioni nei nove mesi).

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2010** la divisione Refining & Marketing ha registrato un significativo miglioramento della *performance* operativa tornando in utile con €14 milioni rispetto alla perdita di €110 milioni del terzo trimestre 2009. Il risultato ha beneficiato della maggiore redditività delle attività di *marketing* dei prodotti petroliferi per effetto della crescita delle vendite in Europa e di uno scenario meno sfavorevole, nonostante il calo delle vendite rete Italia. Anche l'attività di raffinazione ha registrato una migliore *performance* per effetto delle azioni di recupero di efficienza, di integrazione sinergica delle raffinerie e di ottimizzazione delle scelte di *supply*. Lo scenario margini è risultato sostanzialmente neutro in quanto la ripresa del premio di posizionamento delle raffinerie *inland* vs.

export e l'effetto cambio sono stati compensati dall'aumento dei costi variabili delle *utility* legate al prezzo del petrolio e dalla flessione del margine sui cicli semplici.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (oneri di €34 milioni nel trimestre e di €65 milioni nei nove mesi 2010) riguardano principalmente svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi, la componente valutativa dei derivati su *commodity*, nonché oneri ambientali e per incentivazione all'esodo.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2010 è stato di €48 milioni con un miglioramento di €96 milioni per effetto essenzialmente della ripresa della *performance* operativa, nonché dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nei **nove mesi 2010** il settore ha conseguito un ridimensionamento della perdita operativa *adjusted* di €29 milioni (da una perdita di €161 milioni a €132 milioni nei nove mesi 2010; +18%) grazie al buon andamento del terzo trimestre.

La perdita netta *adjusted* dei nove mesi 2010 è stata sostanzialmente azzerata (-€1 milione) con un miglioramento di €78 milioni per effetto del recupero della *performance* operativa e dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel terzo trimestre 2010 sono state di 8,95 milioni di tonnellate (25,82 milioni di tonnellate nei nove mesi 2010) con una diminuzione del 3,7% rispetto al terzo trimestre 2009 (-0,5% rispetto ai nove mesi 2009).

In Italia la flessione delle lavorazioni è riferibile principalmente alla cessazione di contratti di lavorazione su raffinerie di terzi, i cui effetti sono stati in parte attenuati dagli incrementi registrati in particolare a Taranto e Livorno grazie, rispettivamente, all'entrata in esercizio della nuova unità di *hydrocracking* e all'andamento positivo dello scenario lubrificanti.

Le lavorazioni in conto proprio all'estero sono in linea con il terzo trimestre 2009 (in aumento del +2,1% nei nove mesi).

Le **vendite sulla rete Italia** di 2,28 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2010 (6,46 milioni di tonnellate nei nove mesi 2010) sono diminuite di circa 80 mila tonnellate, pari al 3,4% (circa 310 mila tonnellate, -4,6% nei nove mesi), per effetto del calo della domanda di benzina e, in misura inferiore, di gasolio.

La quota di mercato del terzo trimestre è del 30,7% in diminuzione di circa 1 punto percentuale rispetto al terzo trimestre 2009 (31,6%).

Le **vendite extrarete Italia** del terzo trimestre 2010 (2,50 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 70 mila tonnellate, pari al 2,9% rispetto al terzo trimestre 2009 per effetto principalmente della ripresa dei consumi di gasolio e *jet fuel*, nonostante il calo della domanda di prodotti da parte dell'industria che ha interessato in particolare gli oli combustibili. In controtendenza le vendite dei nove mesi 2010 che registrano una flessione di circa 220 mila tonnellate, pari al -3,1%, riferita in particolare agli oli combustibili.

Le **vendite sul mercato rete nel resto d'Europa** pari a circa 910 mila tonnellate nel terzo trimestre 2010 (2,35 milioni di tonnellate nei nove mesi 2010) hanno registrato un aumento di circa 110 mila tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2009 pari al 13,8%, (+100 mila tonnellate nei nove mesi 2010, pari al 4,4%) in particolare in Austria per effetto del contributo delle recenti acquisizioni di stazioni di servizio e di altri incrementi nei mercati dell'Est europeo.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** di circa 1,06 milioni di tonnellate del terzo trimestre 2010 (2,89 milioni di tonnellate nei nove mesi 2010) sono in aumento del 5,6% essenzialmente in Francia e Austria per le azioni commerciali attuate.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
19.142	22.902	22.704	18,6	Ricavi della gestione caratteristica	61.150	70.410	15,1
333	252	211	(36,6)	Altri ricavi e proventi	834	748	(10,3)
(14.207)	(16.569)	(16.799)	(18,2)	Costi operativi	(45.804)	(51.464)	(12,4)
(87)	(5)	37	..	Altri proventi e oneri operativi	(39)	70	..
(1.964)	(2.275)	(2.069)	(5,3)	Ammortamenti e svalutazioni	(6.552)	(6.528)	0,4
3.217	4.305	4.084	27,0	Utile operativo	9.589	13.236	38,0
(175)	(356)	60	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(394)	(541)	(37,3)
194	447	197	(1,5)	Proventi netti su partecipazioni	552	869	57,4
3.236	4.396	4.341	34,1	Utile ante imposte	9.747	13.564	39,2
(1.747)	(2.457)	(2.160)	(23,6)	Imposte sul reddito	(5.108)	(7.025)	(37,5)
54,0	55,9	49,8		Tax rate (%)	52,4	51,8	
1.489	1.939	2.181	46,5	Utile netto	4.639	6.539	41,0
				Di competenza:			
1.240	1.824	1.724	39,0	- azionisti Eni	3.976	5.770	45,1
249	115	457	83,5	- interessenze di terzi	663	769	16,0
1.240	1.824	1.724	39,0	Utile netto di competenza azionisti Eni	3.976	5.770	45,1
(108)	(250)	16		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(160)	(514)	
20	51	(41)		Esclusione <i>special item</i>	(3)	(110)	
1.152	1.625	1.699	47,5	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	3.813	5.146	35,0

(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 (34% 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 *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

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

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

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

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

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

(€ milioni)

Novembre 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	(211)	(221)	(69)	13.236
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(128)	(492)	(129)					(749)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		11	36			31	22		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)	49	42		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)		97	25	(6.841)
Tax rate (%)	59,8	28,3	..		26,3				53,6
Utile netto adjusted	4.013	1.914	(1)	(48)	728	(176)	(471)	(44)	5.915
Di competenza:									
- interessenze di terzi									769
- azionisti Eni									5.146
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.770
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(514)
Esclusione special item									(110)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.146

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	6.709	2.683	321	(514)	854	(205)	(321)	62	9.589
Esclusione (utile) perdita di magazzino		335	(640)	95					(210)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		18	41			45			104
svalutazioni	215		64	97		6			382
plusvalenze nette su cessione di asset	(278)	(5)	(1)		(4)	(2)			(290)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	11	12	11	3		4	20		61
componente valutativa dei derivati su commodity	23	(269)	28	(3)	(14)				(235)
altro						(36)	44		8
Special item dell'utile operativo	(29)	(244)	158	97	(18)	13	64		41
Utile operativo adjusted	6.680	2.774	(161)	(322)	836	(192)	(257)	62	9.420
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	34	(19)				28	(437)		(394)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	219	238	61		29	2			549
Imposte sul reddito ^(a)	(4.074)	(929)	21	67	(202)		45	(27)	(5.099)
Tax rate (%)	58,8	31,0	..		23,4				53,3
Utile netto adjusted	2.859	2.064	(79)	(255)	663	(162)	(649)	35	4.476
Di competenza:									
- interessenze di terzi									663
- azionisti Eni									3.813
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.976
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(160)
Esclusione special item									(3)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.813

(a) 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)		(5)	(37)	(2.174)
Tax rate (%)	59,3	23,3	..		17,3				50,2
Utile netto adjusted	1.329	438	48	18	258	(54)	60	59	2.156
Di competenza:									
- interessenze di terzi									457
- azionisti Eni									1.699
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.724
Esclusione (utile) perdita di magazzino									16
Esclusione special item									(41)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.699

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	2.557	567	34	(60)	274	(28)	(134)	7	3.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino		41	(173)	(13)					(145)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		1	19						20
svalutazioni	(5)		12	8		2			17
plusvalenze nette su cessione di asset	(111)		(2)		(3)				(116)
oneri per incentivazione all'esodo	6	4	3			2	8		23
componente valutativa dei derivati su commodity	(4)	108	(3)		(4)				97
altro						(40)	44		4
Special item dell'utile operativo	(114)	113	29	8	(7)	(36)	52		45
Utile operativo adjusted	2.443	721	(110)	(65)	267	(64)	(82)	7	3.117
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(49)	(7)					(119)		(175)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	106	76	22		10	2			216
Imposte sul reddito ^(a)	(1.557)	(211)	40	19	(63)		18	(3)	(1.757)
Tax rate (%)	62,3	26,7	..		22,7				55,6
Utile netto adjusted	943	579	(48)	(46)	214	(62)	(183)	4	1.401
Di competenza:									
- interessenze di terzi									249
- azionisti Eni									1.152
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.240
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(108)
Esclusione special item									20
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.152

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.401	592	255	17	334	(93)	(104)	(97)	4.305
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(25)	(305)	(38)					(368)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	17			31	22		69
svalutazioni	29		11	9		8			57
plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	1							(6)
accantonamenti a fondo rischi						6			6
oneri per incentivazione all'esodo	6	2	4	1	7		7		27
componente valutativa dei derivati su commodity	13	60	(34)		2				41
altro						(3)			(3)
Special item dell'utile operativo	41	62	(2)	10	9	42	29		191
Utile operativo adjusted	3.442	629	(52)	(11)	343	(51)	(75)	(97)	4.128
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	9			47	(10)	(298)		(309)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	199	95	21	2	(5)		(1)		311
Imposte sul reddito ^(a)	(2.145)	(212)	12	(14)	(112)		45	36	(2.390)
Tax rate (%)	59,8	28,9	..		29,1				57,9
Utile netto adjusted	1.439	521	(19)	(23)	273	(61)	(329)	(61)	1.740
Di competenza:									
- interessenze di terzi									115
- azionisti Eni									1.625
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.824
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(250)
Esclusione special item									51
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.625

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
			Special item dell'utile operativo		
17	57	16	svalutazioni	382	105
20	69	9	oneri ambientali	104	100
(116)	(6)	(56)	plusvalenze nette su cessione di <i>asset</i>	(290)	(232)
	6		accantonamenti a fondo rischi	11	6
23	27	24	oneri per incentivazione all'esodo	61	68
97	41	(3)	componente valutativa dei derivati su <i>commodity</i>	(235)	28
4	(3)	4	altro	8	3
45	191	(6)		41	78
	47	(14)	Oneri (proventi) finanziari		33
39	(118)	(16)	Oneri (proventi) su partecipazioni	31	(134)
			di cui:		
	(140)	(17)	- plusvalenze da cessione		(157)
	20		- svalutazioni		20
(64)	(69)	(5)	Imposte sul reddito	(75)	(87)
			di cui:		
			effetti ex DL n.112 del 25 giugno 2008, su fiscalità di attività per imposte anticipate	(27)	
(64)	(69)	(5)	fiscalità su <i>special item</i> dell'utile operativo	(48)	(87)
20	51	(41)	Totale special item dell'utile netto	(3)	(110)

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
2.443	3.442	3.296	34,9	Exploration & Production	6.680	9.856	47,5
721	629	446	(38,1)	Gas & Power	2.774	2.342	(15,6)
(110)	(52)	14	..	Refining & Marketing	(161)	(132)	18,0
(65)	(11)	31	..	Petrolchimica	(322)	(39)	87,9
267	343	316	18,4	Ingegneria & Costruzioni	836	948	13,4
(64)	(51)	(54)	15,6	Altre attività	(192)	(162)	15,6
(82)	(75)	(39)	52,4	Corporate e società finanziarie	(257)	(179)	30,4
7	(97)	96		Effetto eliminazione utili interni	62	(69)	
3.117	4.128	4.106	31,7		9.420	12.565	33,4

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
5.325	7.184	6.648	24,8	Exploration & Production	17.153	21.217	23,7
5.511	5.960	5.812	5,5	Gas & Power	22.979	20.480	(10,9)
8.582	10.909	10.724	25,0	Refining & Marketing	22.703	30.979	36,5
1.162	1.698	1.493	28,5	Petrolchimica	3.067	4.667	52,2
2.383	2.496	2.786	16,9	Ingegneria & Costruzioni	7.264	7.794	7,3
20	27	25	25,0	Altre attività	67	77	14,9
310	332	333	7,4	Corporate e società finanziarie	921	967	5,0
3	(171)	15		Effetto eliminazione utili interni	(16)	(92)	
(4.154)	(5.533)	(5.132)		Elisioni di consolidamento	(12.988)	(15.679)	
19.142	22.902	22.704	18,6		61.150	70.410	15,1

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Novembre		
					2009	2010	Var. %
13.195	15.415	15.708	19,0	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi di cui altri special item	42.715	48.174	12,8
16	60	9			126	106	
1.012	1.154	1.091	7,8	Costo lavoro di cui incentivi per esodi agevolati e altro	3.089	3.290	6,5
23	27	24			61	68	
14.207	16.569	16.799	18,2		45.804	51.464	12,4

Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Novembre	
				2009	2010
1	(14)	23	Exploration & Production	(21)	30
(3)	(1)		- componente realizzata	2	(1)
4	(13)	23	- componente valutativa	(23)	31
(110)	(30)	11	Gas & Power	3	
(2)	30	30	- componente realizzata	(266)	90
(108)	(60)	(19)	- componente valutativa	269	(90)
20	45	(16)	Refining & Marketing	(43)	24
17	11	(1)	- componente realizzata	(15)	7
3	34	(15)	- componente valutativa	(28)	17
2		1	Petrochimica	12	2
2		1	- componente realizzata	9	2
			- componente valutativa	3	
(3)	(6)	18	Ingegneria & Costruzioni	10	14
(7)	(4)	4	- componente realizzata	(4)	
4	(2)	14	- componente valutativa	14	14
3			Corporate e società finanziarie		
3			- componente realizzata		
(87)	(5)	37	Totale	(39)	70
10	36	34	- componente realizzata	(274)	98
(97)	(41)	3	- componente valutativa	235	(28)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Novembre		
					2009	2010	Var. %
1.463	1.749	1.577	7,8	Exploration & Production	4.725	5.006	5,9
243	226	235	(3,3)	Gas & Power	720	705	(2,1)
102	87	73	(28,4)	Refining & Marketing	299	240	(19,7)
16	20	22	37,5	Petrochimica	64	61	(4,7)
106	122	132	24,5	Ingegneria & Costruzioni	322	368	14,3
1			..	Altre attività	2	1	(50,0)
21	19	19	(9,5)	Corporate e società finanziarie	61	56	(8,2)
(5)	(5)	(5)		Effetto eliminazione utili interni	(12)	(14)	
1.947	2.218	2.053	5,4	Totale ammortamenti	6.181	6.423	3,9
17	57	16		Svalutazioni	371	105	
1.964	2.275	2.069	5,3		6.552	6.528	(0,4)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	77	301	70	(3)	(3)	442
Dividendi	207	9	43		1	260
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		142	2	17		161
Altri proventi (oneri) netti	(4)			10		6
	280	452	115	24	(2)	869

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi		
				2009	2010	Var. ass.
			Utile ante imposte			
487	690	382	Italia	2.549	2.223	(326)
2.749	3.706	3.959	Eestero	7.198	11.341	4.143
3.236	4.396	4.341		9.747	13.564	3.817
			Imposte sul reddito			
186	393	142	Italia	1.193	985	(208)
1.561	2.064	2.018	Eestero	3.915	6.040	2.125
1.747	2.457	2.160		5.108	7.025	1.917
			Tax rate (%)			
38,2	57,0	37,2	Italia	46,8	44,3	(2,5)
56,8	55,7	51,0	Eestero	54,4	53,3	(1,1)
54,0	55,9	49,8		52,4	51,8	(0,6)

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)

	31.12.2009	30.06.2010	30.09.2010	Var. ass. vs 31.12.2009	Var. ass. vs 30.06.2010
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	25.151	26.891	2.091	1.740
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.736	6.749	7.197	461	448
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.064	18.402	19.694	1.630	1.292
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(1.675)	(1.512)	96	163
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(70)	(62)	2	8
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(64)	(56)	17	8
Indebitamento finanziario netto	23.055	23.342	25.261	2.206	1.919
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.051	57.375	54.116	4.065	(3.259)
Leverage	0,46	0,41	0,47	0,01	0,06

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2010

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2010 ^(a)
Eni Coordination Center SA	378
	378

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

Prestiti obbligazionari emessi nei primi nove mesi 2010 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2010 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	euro	1.007	2020	fisso	4,00
			1.007			

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

ROACE (Return On Average Capital Employed)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima delle interessenze di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al 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 al 30 settembre 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	4.248	2.586	141	6.547
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	283
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	4.248	2.586	141	6.830
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	27.312	21.827	9.384	65.734
- a fine periodo	30.889	23.778	8.738	71.098
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	29.101	22.803	9.061	68.416
ROACE <i>adjusted</i> (%)	14,6	11,3	1,6	10,0

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al 31 dicembre 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	283
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo	32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE <i>adjusted</i> (%)	12,3	12,3	(2,6)	9,2

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31.12.2009	30.06.2010	30.09.2010
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608	1.675	1.512
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	348	336	323
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	22.285	21.399
Rimanenze	5.495	6.641	6.797
Attività per imposte sul reddito correnti	753	174	163
Attività per altre imposte correnti	1.270	941	1.009
Altre attività	1.307	1.338	1.192
	31.129	33.390	32.395
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	67.477	64.583
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.997	1.909
Attività immateriali	11.469	11.479	11.466
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828	5.930	5.547
Altre partecipazioni	416	459	432
Altre attività finanziarie	1.148	1.664	1.542
Attività per imposte anticipate	3.558	3.703	3.609
Altre attività	1.938	2.144	3.075
	85.858	94.853	92.163
Attività destinate alla vendita	542	570	860
TOTALE ATTIVITÀ	117.529	128.813	125.418
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	3.545	4.299	4.563
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191	2.450	2.634
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	21.103	20.395
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291	1.508	1.619
Passività per altre imposte correnti	1.431	2.001	1.932
Altre passività	1.856	1.794	1.437
	30.488	33.155	32.580
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	18.064	18.402	19.694
Fondi per rischi e oneri	10.319	10.854	10.306
Fondi per benefici ai dipendenti	944	1.012	1.008
Passività per imposte differite	4.907	5.455	5.159
Altre passività	2.480	2.321	2.287
	36.714	38.044	38.454
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276	239	268
TOTALE PASSIVITÀ	67.478	71.438	71.302
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	3.978	3.996	4.246
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	46.269	52.085	48.662
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)	(6.756)
Acconto sul dividendo	(1.811)		(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	4.046	5.770
Totale patrimonio netto di Eni	46.073	53.379	49.870
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051	57.375	54.116
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529	128.813	125.418

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
			RICAVI		
19.142	22.902	22.704	Ricavi della gestione caratteristica	61.150	70.410
333	252	211	Altri ricavi e proventi	834	748
19.475	23.154	22.915	Totale ricavi	61.984	71.158
			COSTI OPERATIVI		
13.195	15.415	15.708	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	42.715	48.174
1.012	1.154	1.091	Costo lavoro	3.089	3.290
(87)	(5)	37	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(39)	70
1.964	2.275	2.069	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.552	6.528
3.217	4.305	4.084	UTILE OPERATIVO	9.589	13.236
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
973	2.297	1.318	Proventi finanziari	4.668	4.978
(1.076)	(2.508)	(1.429)	Oneri finanziari	(5.038)	(5.359)
(72)	(145)	171	Strumenti derivati	(24)	(160)
(175)	(356)	60		(394)	(541)
			PROVENTI SU PARTECIPAZIONI		
174	108	150	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	379	442
20	339	47	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	173	427
194	447	197		552	869
3.236	4.396	4.341	UTILE ANTE IMPOSTE	9.747	13.564
(1.747)	(2.457)	(2.160)	Imposte sul reddito	(5.108)	(7.025)
1.489	1.939	2.181	Utile netto	4.639	6.539
			Di competenza:		
1.240	1.824	1.724	- azionisti Eni	3.976	5.770
249	115	457	- interessenze di terzi	663	769
1.489	1.939	2.181		4.639	6.539
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,34	0,50	0,48	- semplice	1,10	1,59
0,34	0,50	0,48	- diluito	1,10	1,59

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2009	2010
Utile netto	4.639	6.539
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.331)	1.517
Variazione <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	(318)	279
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	133	(113)
	(1.514)	1.683
Totale utile complessivo	3.125	8.222
Di competenza:		
- azionisti Eni	2.487	7.432
- interessenze di terzi	638	790
	3.125	8.222

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2009		50.051
Totale utile complessivo di periodo	8.222	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(489)	
Esclusione GreenStream BV dall'area di consolidamento a seguito della cessione del controllo	(37)	
<i>Stock option</i> decadute	(6)	
Costo di competenza <i>stock option</i> assegnate	4	
Altre variazioni	(7)	
Totale variazioni		4.065
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2010		54.116
Di competenza:		
- azionisti Eni		49.870
- interessenze di terzi		4.246

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
1.489	1.939	2.181		2009	2010
			Utile netto	4.639	6.539
			Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:		
1.947	2.218	2.053	Ammortamenti	6.181	6.423
17	57	16	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	371	105
(174)	(108)	(150)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(379)	(442)
(119)	(75)	(135)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(284)	(379)
(19)	(199)	(18)	Dividendi	(155)	(260)
(38)	(25)	(41)	Interessi attivi	(306)	(105)
136	129	142	Interessi passivi	432	416
1.747	2.457	2.160	Imposte sul reddito	5.108	7.025
128	322	(277)	Altre variazioni	(322)	(50)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(284)	(1.070)	(243)	- rimanenze	(92)	(1.433)
(1.061)	2.810	331	- crediti commerciali	2.495	417
(300)	(854)	(971)	- debiti commerciali	(2.353)	(24)
(26)	(2)	(381)	- fondi per rischi e oneri	51	(327)
135	(401)	(534)	- altre attività e passività	353	(318)
(1.536)	483	(1.798)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	454	(1.685)
9	13		Variazione fondo per benefici ai dipendenti	24	9
69	353	171	Dividendi incassati	405	559
18	27	(1)	Interessi incassati	277	73
(23)	(265)	(10)	Interessi pagati	(268)	(418)
(1.617)	(2.741)	(1.884)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.522)	(6.262)
2.034	4.585	2.409	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.655	11.548
			Investimenti:		
(2.650)	(3.968)	(2.530)	- attività materiali	(8.576)	(8.945)
(307)	(360)	(321)	- attività immateriali	(1.225)	(1.013)
15		(102)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(14)	(102)
(58)	(76)	(84)	- partecipazioni	(198)	(199)
(28)	(9)		- titoli	(35)	(13)
3	(270)	60	- crediti finanziari	(768)	(576)
(17)	64	11	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(268)	(29)
(3.042)	(4.619)	(2.966)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(11.084)	(10.877)
			Disinvestimenti:		
62	10	38	- attività materiali	104	251
109	5	31	- attività immateriali	263	36
	48		- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		48
121	3	38	- partecipazioni	3.200	567
25	20	12	- titoli	153	38
(114)	189	55	- crediti finanziari	705	550
48	12	(22)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	87	(54)
251	287	152	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	4.512	1.436
(2.791)	(4.332)	(2.814)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(6.572)	(9.441)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
668	346	1.307	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.900	1.675
1.105	1.051	405	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.382)	(742)
1.224	(279)	378	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(844)	791
2.997	1.118	2.090		1.674	1.724
9			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1.551	
9	3	4	Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	9	20
(20)			Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.065)	
(1.811)	(1.811)	(1.811)	Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(4.166)	(3.622)
(6)	(353)	(1)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(264)	(354)
1.178	(1.043)	282	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.261)	(2.232)
(17)	20	(40)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(17)	29
404	(770)	(163)	Flusso di cassa netto del periodo	(195)	(96)
1.340	2.445	1.675	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.939	1.608
1.744	1.675	1.512	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.744	1.512

(*) 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. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
			Investimenti finanziari:		
(28)	(13)		- titoli	(30)	(13)
11	104		- crediti finanziari		(2)
(17)	91			(30)	(15)
			Disinvestimenti finanziari:		
46	2	6	- titoli	127	14
(116)	1	6	- crediti finanziari	286	19
(70)	3	12		413	33
(87)	94	12	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	383	18

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda					
1	72	37	Attività correnti	4	109
(6)	2	159	Attività non correnti	14	161
(6)	11	37	Disponibilità finanziarie nette	2	48
(3)	(63)	(103)	Passività correnti e non correnti	(4)	(166)
(14)	22	130	Effetto netto degli investimenti	16	152
	(11)		Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(11)
(14)	11	130	Totale prezzo di acquisto	16	141
a dedurre:					
(1)	(11)	(28)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	(39)
(15)		102	Flusso di cassa degli investimenti	14	102
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda					
	80		Attività correnti		80
	696		Attività non correnti		696
	(282)		Indebitamento finanziario netto		(282)
	(136)		Passività correnti e non correnti		(136)
	358		Effetto netto dei disinvestimenti		358
	(149)		Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(149)
	140		Plusvalenza per disinvestimenti		140
	(46)		Interessenza di terzi		(46)
	303		Totale prezzo di vendita		303
a dedurre:					
	(255)		Disponibilità liquide ed equivalenti		(255)
	48		Flusso di cassa dei disinvestimenti		48

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010	Var. % III trim. 10 vs 09		Nove mesi		
					2009	2010	Var. %
2.089	3.186	1.967	(5,8)	Exploration & Production	6.996	7.117	1,7
344	367	393	14,2	Gas & Power	1.095	1.070	(2,3)
164	149	63	(61,6)	Refining & Marketing	381	330	(13,4)
36	45	54	50,0	Petrolchimica	81	125	54,3
333	380	374	12,3	Ingegneria & Costruzioni	1.221	1.166	(4,5)
5	10	2	(60,0)	Altre attività	19	21	10,5
13	33	26	..	Corporate e società finanziarie	35	76	..
(27)	158	(28)		Effetto eliminazione utili interni	(27)	53	
2.957	4.328	2.851	(3,6)		9.801	9.958	1,6

Gli investimenti tecnici di €9.958 milioni (€9.801 milioni nei nove mesi 2009) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Kazakhstan, Congo, Stati Uniti, Algeria, Egitto, Italia e Angola e le attività di ricerca esplorativa, con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, Angola, Indonesia, Nigeria e Ghana;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.166 milioni) per l'*upgrading* della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€542 milioni) e di distribuzione del gas (€193 milioni), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€166 milioni), nonché il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€75 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€195 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 (€121 milioni).

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2009	2010
Italia	536	496
Resto d'Europa	588	657
Africa Settentrionale	1.590	2.129
Africa Occidentale	1.597	1.670
Kazakhstan	865	781
Resto dell'Asia	454	374
America	942	870
Australia e Oceania	424	140
	6.996	7.117

GAS & POWER

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2009	2010
Mercato	102	160
Business regolati Italia	969	901
- <i>Trasporto</i>	561	542
- <i>Distribuzione</i>	208	193
- <i>Stoccaggio</i>	200	166
Trasporto internazionale	24	9
	1.095	1.070

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2009	2010
Raffinazione, supply e logistica	262	195
Marketing	97	121
Altre Attività	22	14
	381	330

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010			Nove mesi	
					2009	2010
1.678	1.758	1.705	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(migliaia di boe/giorno)	1.730	1.768
161	185	182	Italia		168	183
230	208	200	Resto d'Europa		244	217
567	583	549	Africa Settentrionale		576	574
344	388	407	Africa Occidentale		339	399
106	107	85	Kazakhstan		115	104
122	123	125	Resto dell'Asia		137	123
132	139	128	America		134	142
16	25	29	Australia e Oceania		17	26
1.678	1.732	1.679	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.730	1.742
147,6	154,1	151,7	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	456,0	464,4
147,6	152,0	149,5	Produzione venduta al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas ^(a)		456,0	457,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010			Nove mesi	
					2009	2010
957	980	948	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	985	979
51	63	61	Italia		54	61
124	113	111	Resto d'Europa		131	118
294	306	282	Africa Settentrionale		296	291
301	318	322	Africa Occidentale		299	327
65	63	51	Kazakhstan		70	62
47	39	42	Resto dell'Asia		60	39
68	69	68	America		66	72
7	9	11	Australia e Oceania		9	9

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010			Nove mesi	
					2009	2010
117	122	119	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	121	124
18	19	19	Italia		19	19
17	15	14	Resto d'Europa		18	16
44	44	42	Africa Settentrionale		46	44
7	11	13	Africa Occidentale		7	11
7	7	5	Kazakhstan		7	7
12	13	13	Resto dell'Asia		12	13
11	11	10	America		11	11
1	2	3	Australia e Oceania		1	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 (8,6 e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2010 e 2009, rispettivamente e 8,8 e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2010 e 2009, rispettivamente e 8,7 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2010).

(c) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 26.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 6.

Petrolchimica

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
			Vendite	(€ milioni)	
513	810	702	Petrolchimica di base	1.329	2.185
600	838	759	Polimeri	1.595	2.355
49	50	32	Altri ricavi	143	127
1.162	1.698	1.493		3.067	4.667
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
1.095	1.295	1.188	Petrolchimica di base	3.270	3.724
517	605	588	Polimeri	1.596	1.800
1.612	1.900	1.776		4.866	5.524

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2009	II trim. 2010	III trim. 2010		Nove mesi	
				2009	2010
			Ordini acquisiti		
1.544	818	1.436	<i>Offshore</i>	3.408	3.359
434	3.534	913	<i>Onshore</i>	2.774	5.694
(101)	9	167	Perforazioni mare	230	316
4	20	48	Perforazioni terra	537	254
1.881	4.381	2.564		6.949	9.623

(€ milioni)

	31.12.2009	30.09.2010
Portafoglio ordini	18.730	20.150