



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL SECONDO TRIMESTRE E DEL PRIMO SEMESTRE 2010

San Donato Milanese, 28 luglio 2010 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2010 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted*: €4,13 miliardi nel trimestre (+61,9%); €8,46 miliardi nel semestre (+34,2%)**
- **Utile netto *adjusted*: €1,63 miliardi nel trimestre (+80,2%); €3,45 miliardi nel semestre (+29,5%)**
- **Utile netto: €1,82 miliardi nel trimestre (+119,2%); €4,05 miliardi nel semestre (+47,9%)**
- **Cash flow: €4,59 miliardi nel trimestre; €9,14 miliardi nel semestre**
- **Proposta di acconto dividendo di €0,50 per azione**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: 1,758 milioni di barili/giorno nel trimestre, in linea con il secondo trimestre 2009 su base omogenea¹ (+1,0% nel semestre)**
- **Vendite di gas: -6,2% a 19,2 miliardi di metri cubi (-5,9% nel semestre)**
- **Avviati nel semestre 5 giacimenti dei 12 pianificati per il 2010 in Italia, Congo, Algeria e Tunisia**
- **Importanti successi esplorativi in Angola, Venezuela, Pakistan, Norvegia e Indonesia hanno incrementato le risorse Eni di 600 milioni di barili nel semestre**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel primo semestre 2010 Eni ha ottenuto solidi risultati operativi e finanziari in un contesto di mercato ancora difficile soprattutto per il mercato del gas. In particolare in E&P stiamo raggiungendo tutti gli obiettivi che ci siamo posti con eccellenti risultati in termini di start up e successi esplorativi. Continuiamo a investire per la crescita mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e una solida struttura patrimoniale.”

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010 ex art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

(1) Con esclusione dell'impatto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas naturale. Per ulteriori informazioni v. pag. 6.

Highlight finanziari

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2009	2010	
2.405	4.847	4.305	79,0	Utile operativo		6.372	9.152	43,6
2.549	4.331	4.128	61,9	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)		6.303	8.459	34,2
832	2.222	1.824	119,2	Utile netto ^(b)		2.736	4.046	47,9
0,23	0,61	0,50	117,4	- per azione ^(c)		0,76	1,12	47,4
0,63	1,69	1,27	101,6	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		2,02	2,97	47,0
902	1.822	1.625	80,2	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}		2.661	3.447	29,5
0,25	0,50	0,45	80,0	- per azione ^(c)		0,73	0,95	30,1
0,68	1,38	1,15	69,1	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		1,94	2,52	29,9

(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. 24.

(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 secondo trimestre 2010 l'utile operativo *adjusted* di €4,13 miliardi è aumentato del 61,9% rispetto al secondo trimestre 2009. Nel primo semestre 2010 l'utile operativo *adjusted* è stato pari a €8,46 miliardi (+34,2% rispetto al semestre 2009). L'incremento riflette l'ottimo risultato del settore Exploration & Production (+66,8% nel trimestre) che ha beneficiato della ripresa del prezzo del petrolio e dell'apprezzamento del dollaro. Significativi miglioramenti di *performance* sono stati conseguiti per effetto di più favorevoli condizioni di mercato nei settori petrolchimica e *downstream* raffinazione, quest'ultimo nel secondo trimestre.

Utile netto *adjusted*

Nel secondo trimestre 2010 l'utile netto *adjusted* di €1,63 miliardi è aumentato dell'80,2%. Nel primo semestre 2010 l'utile netto di €3,45 miliardi è in crescita del 29,5%. Tali risultati riflettono il miglioramento della *performance* operativa e il maggiore contributo delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, parzialmente attenuati dall'aumento del *tax rate adjusted* (1,2 punti percentuali nel trimestre; 3,3 punti percentuali nel semestre).

Investimenti tecnici

Nel secondo trimestre 2010 gli investimenti tecnici di €4,3 miliardi (€7,1 miliardi nel primo semestre 2010) 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 secondo trimestre 2010 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €4.585 milioni (€9.139 milioni nel primo semestre 2010); gli incassi da dismissioni sono stati di €66 milioni (€795 milioni nel semestre). Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €4.328 milioni (€7.107 milioni nel semestre) e al pagamento del saldo dividendo 2009 di Eni e dei dividendi di altre società consolidate (complessivamente €2.164 milioni). Al 30 giugno 2010 l'indebitamento finanziario netto² ammonta a €23.342 milioni, che rappresenta un incremento di €2.290 milioni rispetto al 31 marzo 2010 e di €287 milioni rispetto al 31 dicembre 2009.

Indici di performance finanziaria

Il ROACE³ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2010 è del 9,7% (13% al 30 giugno 2009).

Il leverage³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,46 al 31 dicembre 2009 allo 0,41 al 30 giugno 2010 beneficiando in misura sostanziale della rivalutazione dell'*equity* di gruppo dovuta all'apprezzamento del dollaro.

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

(3) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* v. pag. 34 e pag. 33, rispettivamente.

Interim dividend 2010

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2010 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 9 settembre 2010 sarà di €0,50 per azione (€0,50 nel 2009) da mettere in pagamento a partire dal 23 settembre con stacco cedola 20 settembre 2010.

Highlight operativi e di scenario

Il trim. 2009	I trim. 2010	Il trim. 2010	Var.% Il trim. 10 vs 09	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	I semestre 2009	2010	Var. %
1.733	1.842	1.758	n.m.	Produzione di idrocarburi ^(a) (migliaia di boe/giorno)	1.756	1.800	n.m.
1.733	1.816	1.732	(0,1)	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	1.756	1.774	1,0
986	1.011	980	(0,6)	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	1.000	995	(0,5)
121	131	122	0,8	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	123	126	2,4
20,46	30,51	19,19	(6,2)	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	52,81	49,70	(5,9)
1,46	1,60	1,34	(8,2)	di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,95	2,94	(0,3)
7,57	9,00	9,61	26,9	Vendite di energia elettrica (terawattora)	15,35	18,61	21,2
3,07	2,68	2,94	(4,2)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	5,86	5,62	(4,1)

(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 1mc = 0,00615 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 26.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni v. pag. 6.

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2010 la produzione di idrocarburi *reported* è stata di 1,758 milioni di boe/giorno (1,800 milioni di boe/giorno nel primo semestre 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 dell'1% nel confronto su base semestrale. La *performance* produttiva è stata sostenuta dalla crescita organica registrata in particolare in Nigeria e Congo, e dal contributo degli avvii dell'anno e delle regimazioni di quelli effettuati nel 2009. In negativo hanno pesato l'impatto delle fermate programmate nel Mare del Nord e in Kazakhstan, i declini delle produzioni mature e, nel trimestre, i minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* sul mercato europeo. L'effetto negativo di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement* (PSA) dovuti all'aumento del prezzo del petrolio al netto dei minori tagli OPEC, ha inciso per circa 10 mila boe/giorno corrispondenti a mezzo punto percentuale di minore crescita nei due periodi.

Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi di produzione

Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è aumentato del 32,9% nel secondo trimestre 2010 e del 48,3% nel semestre per effetto della ripresa delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (+33,2% e +49,7% rispetto al secondo trimestre e al semestre 2009). I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+15,5% nel trimestre; -4,8% nel semestre) 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*.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2010 le vendite di gas sono in flessione del 6,2% rispetto al secondo trimestre 2009 a 19,19 miliardi di metri cubi (49,70 miliardi di metri cubi, pari al -5,9% nel confronto su base semestrale). Il calo riflette la contrazione dei volumi venduti in Italia (in termini assoluti -1,63 miliardi e -3,97 miliardi di metri cubi, pari a -20,6% e -18,8%, rispettivamente nel trimestre e nel semestre) a causa della maggiore pressione competitiva nei segmenti termoelettrico, industriale e grossisti. In aumento le vendite nei mercati europei (+5,4% e +4,9% rispettivamente nel trimestre e nel semestre) in particolare in Belgio, Francia e Germania/Austria.

Refining & Marketing

I margini di raffinazione Eni hanno registrato un miglioramento nel secondo trimestre 2010 favoriti dalla riapertura del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo. Di tale andamento ha beneficiato la redditività del sistema di lavorazione Eni caratterizzato da elevata capacità di conversione, ulteriormente potenziata nel semestre con l'entrata in esercizio del nuovo *hydrocracker* di Taranto. Un ulteriore fattore positivo è stato l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Guardando ai *trend* negativi, i margini continuano a essere penalizzati dall'elevato costo della carica petrolifera non trasferito interamente nei prezzi di vendita dei prodotti a causa dei deboli fondamentali dell'industria (domanda stagnante, eccesso di capacità, elevati livelli delle scorte) come evidenzia il margine indicatore Brent (-0,22 \$/barile nel trimestre, pari al -6,1%; -1,57 \$/barile nel semestre, pari al 35,1%).

Le vendite dei prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato un calo del 6,1% nel trimestre (5,2% nel semestre), per effetto del calo della domanda in particolare di benzina. Invariate le vendite sugli altri mercati europei.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del secondo trimestre 2010 sono stati favoriti dal deprezzamento del 6,5% del cambio euro/dollaro. L'impatto sui risultati del primo semestre 2010 è poco significativo (-0,3%).

Sviluppi di portafoglio

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 27 maggio 2010 Eni ha firmato il contratto preliminare di vendita della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gàs, compagnia interamente controllata da *Petróleo Brasileiro* ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a circa US\$250 milioni. Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle competenti autorità brasiliane.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Il 27 aprile 2010 Eni ha ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% del capitale sociale di GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia. Per effetto della cessione che ha determinato la riduzione della partecipazione Eni in GreenStream al 50% e dei nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo della società che pertanto è stata deconsolidata a partire dal 1° maggio 2010.

South Stream

Il 18 giugno 2010 Eni e Gazprom hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che prevede l'ingresso della società francese EDF nel progetto South Stream. EDF acquisirà una partecipazione nella *joint venture* impegnata nella pianificazione e realizzazione di un nuovo sistema di trasporto di gas russo destinato ai mercati europei attraverso la rotta Mar Nero e Bulgaria.

Attività esplorativa

Nel semestre sono state scoperte risorse esplorative pari a circa 600 milioni di barili. I principali successi sono stati ottenuti in:

Venezuela: il pozzo di *appraisal* Perla 2 (Eni 50%) ha consentito di incrementare del 30% la stima delle risorse della omonima scoperta con un ulteriore potenziale di crescita da definire con i prossimi pozzi.

Angola: tre nuove scoperte a olio nel Blocco *offshore* 15/06 (Eni operatore con il 35%) con i pozzi Nzanza, Cinguvu e Cabaca South East-1. I primi due hanno erogato in test a una portata superiore rispettivamente ai 1.600 barili/giorno e ai 6.400 barili/giorno.

Indonesia: il secondo pozzo nel campo a gas di Jangkrik, situato nel permesso Muara Bakau (Eni operatore al 55%) ha erogato in fase di test una quantità di gas pari a circa 3.200 barili/giorno.

Avvii produttivi

In linea con i piani produttivi sono stati avviati in produzione 5 giacimenti, tra cui i principali sono:

- (i) Annamaria B (Eni operatore 90%) fra l'Italia e la Croazia;
- (ii) Baraka (Eni operatore 49%) in Tunisia;
- (iii) Rom Integrated in Algeria;
- (iv) M'Boundi IPP (Eni 100%) in Congo.

Altri avvii sono stati conseguiti in Cina e Nigeria.

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 76 \$/barile. Per quanto riguarda la domanda europea ed italiana di gas, dopo la rilevante flessione dei consumi industriali e termoelettrici registrata nel 2009, il *management* ha rivisto al rialzo le proprie stime di crescita per il 2010 tenuto conto dei *trend* in atto. Nel *business* della raffinazione permangono i deboli fondamentali dell'industria come evidenziato dalla volatilità dei margini. In questo contesto di mercato, 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 76 \$/barile, lo stesso livello di tagli OPEC del semestre e le dimissioni in corso, con esclusione dell'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas. Il contributo di nuovi avvii 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 in particolare in Italia, parzialmente compensata dalla ripresa della domanda gas in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e dall'ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine;
- **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 aumento rispetto al 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009) in relazione all'aumento del tasso di utilizzo degli impianti Eni che ha più che compensato la cessazione del contratto di lavorazione presso raffinerie di terzi. In un contesto di scenario sfidante, il *management* prevede di conseguire un miglioramento della *performance* operativa facendo leva sulla ripresa dei differenziali tra greggi leggeri e pesanti e sulle azioni di recupero di efficienza e di miglioramento dei margini;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono state programmate azioni 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. Il *management* ha in programma le azioni gestionali e di portafoglio necessarie per assicurare un livello di *leverage* adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le *best practice* di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2010, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali *trend* di *business* rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2010 e al secondo trimestre e primo semestre 2009. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2010, 31 marzo 2010 e al 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 giugno 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 di prossima pubblicazione 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 $1\text{ mc} = 0,00636$ barili di petrolio (in precedenza $1\text{ mc} = 0,00615$ 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 secondo trimestre 2010 è stato di 26.000 boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo trimestre 2010 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. 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 rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder

e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del primo semestre 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 al 30 giugno 2010 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Sintesi dei risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2010

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
18.267	24.804	22.902	25,4	Ricavi della gestione caratteristica	42.008	47.706	13,6
2.405	4.847	4.305	79,0	Utile operativo	6.372	9.152	43,6
(190)	(409)	(368)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(65)	(777)	
334	(107)	191		Esclusione <i>special item</i>	(4)	84	
2.549	4.331	4.128	61,9	Utile operativo adjusted	6.303	8.459	34,2
832	2.222	1.824	119,2	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.736	4.046	47,9
(143)	(280)	(250)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(52)	(530)	
213	(120)	51		Esclusione <i>special item</i>	(23)	(69)	
902	1.822	1.625	80,2	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.661	3.447	29,5
208	197	115	(44,7)	Utile netto <i>adjusted</i> delle interessenze di terzi	414	312	(24,6)
1.110	2.019	1.740	56,8	Utile netto adjusted	3.075	3.759	22,2
				Dettaglio per settore di attività: ^(a)			
1.008	1.245	1.439	42,8	Exploration & Production	1.916	2.684	40,1
497	955	521	4,8	Gas & Power	1.485	1.476	(0,6)
(99)	(30)	(19)	80,8	Refining & Marketing	(31)	(49)	(58,1)
(114)	(43)	(23)	79,8	Petrochimica	(209)	(66)	68,4
226	197	273	20,8	Ingegneria & Costruzioni	449	470	4,7
(75)	(61)	(61)	18,7	Altre attività	(100)	(122)	(22,0)
(292)	(202)	(329)	(12,7)	Corporate e società finanziarie	(466)	(531)	(13,9)
(41)	(42)	(61)		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	31	(103)	
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,23	0,61	0,50	117,4	per azione (€)	0,76	1,12	47,4
0,63	1,69	1,27	101,6	per ADR (\$)	2,02	2,97	47,0
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,25	0,50	0,45	80,0	per azione (€)	0,73	0,95	30,1
0,68	1,38	1,15	69,1	per ADR (\$)	1,94	2,52	29,9
3.622,4	3.622,4	3.622,4		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,4	3.622,4	
2.178	4.554	4.585	110,5	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.621	9.139	19,9
3.697	2.779	4.328	17,1	Investimenti tecnici	6.844	7.107	3,8

(a) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag. 24.

(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

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
58,79	76,24	78,30	33,2	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	51,60	77,27	49,7
1,362	1,384	1,273	(6,5)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,332	1,328	(0,3)
43,16	55,09	61,51	42,5	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	38,74	58,19	50,2
3,61	2,40	3,39	(6,1)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,47	2,90	(35,1)
3,90	3,20	4,48	14,9	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	5,09	3,84	(24,6)
2,65	1,74	2,66	0,4	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,36	2,18	(35,1)
1,3	0,6	0,6	(53,8)	Euribor - a tre mesi (%)	1,7	0,6	(64,7)
0,9	0,3	0,4	(55,6)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,0	0,3	(70,0)

(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 secondo trimestre 2010 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.824 milioni è più che raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2009, con un aumento di €992 milioni. Nel primo semestre 2010 l'utile netto è stato di €4.046 milioni, in aumento di €1.310 milioni rispetto al primo semestre 2009, pari al 47,9%. L'incremento riflette il miglioramento della *performance* operativa (+79% nel trimestre e +43,6% nel semestre) conseguito essenzialmente dal settore Exploration & Production. All'incremento del risultato hanno contribuito i maggiori proventi su partecipazioni, comprese plusvalenze da cessione. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati da maggiori oneri connessi a strumenti derivati su cambio le cui variazioni di *fair value* sono imputate a conto economico in quanto privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*, nonché dall'incremento delle imposte sul reddito di periodo.

Nel secondo trimestre 2010 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.625 milioni è aumentato di €723 milioni rispetto al secondo trimestre 2009 (+80,2%). Nel primo semestre 2010 l'utile netto *adjusted* è stato di €3.447 milioni, in aumento del 29,5% (+€786 milioni rispetto al primo semestre 2009). L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €250 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €51 milioni, con un effetto complessivo di -€199 milioni. Nel primo semestre 2010 l'utile da magazzino di €530 milioni e gli *special item* pari a €69 milioni di proventi netti hanno avuto un effetto complessivo sull'utile netto di -€599 milioni.

Gli *special item* dell'utile operativo si riferiscono a svalutazioni di modesta entità di *asset* minerari nel settore Exploration & Production e di investimenti di periodo riferiti prevalentemente a interventi di sicurezza effettuati su *asset* svalutati in precedenti esercizi nei settori Raffinazione & Marketing e Petrolchimica, nonché ad oneri per incentivazione all'esodo e accantonamenti ambientali. Tali oneri sono nettati da plusvalenze da cessione di *asset* non strategici nel settore Exploration & Production. Tra gli *special item* non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di €47 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)⁴.

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, limitatamente al trimestre, e Ingegneria & Costruzioni. Stabili i risultati del settore Gas & Power.

Exploration & Production

L'utile netto *adjusted* conseguito dal settore Exploration & Production nel secondo trimestre 2010 è aumentato del 42,8% (+40,1% nel primo semestre 2010) per effetto del miglioramento operativo (+€1.378 milioni, pari al 66,8% nel secondo trimestre; +€2.323 milioni, pari al 54,8% nel semestre) dovuto al maggior prezzo di realizzo in dollari del petrolio e al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro registrato in particolare nel secondo trimestre. Il *tax rate* è aumentato di 4,8 punti percentuali nel trimestre e di 3,3 punti percentuali su base semestrale.

Petrolchimica

Nel secondo trimestre 2010 il settore ha conseguito un sensibile ridimensionamento della perdita netta *adjusted* passata da -€114 milioni a -€23 milioni, pari a circa l'80% rispetto al secondo trimestre 2009. Su base semestrale la perdita è stata ridotta del 68,4% (da -€209 milioni a -€66 milioni). Tali risultati riflettono il miglioramento gestionale (+€135 milioni nel secondo trimestre; +€187 milioni nel primo semestre) dovuto al significativo recupero delle vendite cresciute in media dell'11% e del 17% (in particolare nei polimeri) e a maggiori livelli di efficienza. La redditività del settore ha continuato a essere penalizzata dagli elevati costi della carica petrolifera non interamente trasferiti nei prezzi di vendita.

(4) 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.

Refining & Marketing

Il settore Refining & Marketing registra un miglioramento nel secondo trimestre 2010 che ha visto la perdita netta *adjusted* ridursi dell'80,8% rispetto al secondo trimestre 2009 (da -€99 milioni a -€19 milioni) grazie al recupero dei margini di raffinazione. In calo i risultati del *marketing* Italia penalizzati dalla contrazione delle vendite di carburanti per autotrazione (-6%). Su base semestrale, la perdita netta è peggiorata del 58,1% (passando da -€31 milioni a -€49 milioni).

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito un incremento dell'utile netto *adjusted* del 20,8% nel secondo trimestre 2010 (+4,7% nel primo semestre 2010) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€46 milioni nel secondo trimestre; +€63 milioni nel primo semestre) per effetto della crescita del giro di affari e della maggiore redditività delle commesse.

Gas & Power

Il settore Gas & Power registra modesti scostamenti del risultato netto *adjusted* con un incremento di €24 milioni nel trimestre (+4,8%) ed una riduzione di €9 milioni su base semestrale (-0,6%). I principali *trend* di risultato sono rappresentati dal netto peggioramento gestionale dell'attività Mercato (-€162 milioni e -€322 milioni, pari rispettivamente a -76,1% e -32,6% trimestre su trimestre e su base semestrale) dovuto allo scenario negativo per l'andamento dei parametri energetici, alla flessione dei volumi venduti in Italia e al calo dei margini. Tali effetti sono compensati dall'effetto delle rinegoziazioni dei contratti di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato assorbito nei due periodi dalla solida *performance* dei *Business* regolati Italia (+23% nel trimestre; +18% nel semestre) e dai maggiori risultati delle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato ⁵

(€ milioni)

	31.12.2009	31.03.2010	30.06.2010	Var. ass. vs 31.12.2009	Var. ass. vs 31.03.2010
Capitale immobilizzato ^(a)					
Immobili, impianti e macchinari	59.765	62.033	67.477	7.712	5.444
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.873	1.997	261	124
Attività immateriali	11.469	11.446	11.479	10	33
Partecipazioni	6.244	6.026	6.389	145	363
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.300	1.976	715	676
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(749)	(612)	(710)	39	(98)
	79.726	82.066	88.608	8.882	6.542
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	5.495	5.517	6.641	1.146	1.124
Crediti commerciali	14.916	17.803	15.493	577	(2.310)
Debiti commerciali	(10.078)	(12.001)	(11.536)	(1.458)	465
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(4.003)	(4.059)	(2.071)	(56)
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(10.644)	(10.854)	(535)	(210)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(3.968)	(3.297)	(2.895)	1.073	402
	(5.942)	(6.625)	(7.210)	(1.268)	(585)
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(964)	(1.012)	(68)	(48)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	897	331	65	(566)
Capitale investito netto	73.106	75.374	80.717	7.611	5.343
Patrimonio netto degli azionisti Eni	46.073	50.099	53.379	7.306	3.280
Interessenze di terzi	3.978	4.223	3.996	18	(227)
	50.051	54.322	57.375	7.324	3.053
Indebitamento finanziario netto	23.055	21.052	23.342	287	2.290
Coperture	73.106	75.374	80.717	7.611	5.343

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRIC12, si rinvia alla nota metodologica di pag. 6.

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €496 milioni (€339 milioni ed €181 milioni al 31 dicembre 2009 e al 31 marzo 2010, rispettivamente) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €266 milioni (€381 milioni ed €444 milioni al 31 dicembre 2009 e al 31 marzo 2010, rispettivamente).

Il sensibile deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,227 al 30 giugno 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -14,9%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2010, un aumento del capitale investito netto di circa €5.700 milioni, del patrimonio netto di circa €5.000 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €700 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€88.608 milioni) è aumentato di €8.882 milioni rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici di periodo (€7.107 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€4.459 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€7.210 milioni) è diminuito di €1.268 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto relativo allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€331 milioni) riguardano le attività minerarie in Italia conferite alle società Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, e la società Gas Brasiliano Distribuidora SA.

Il **patrimonio netto compreso le interesenze di terzi** (€57.375 milioni) è aumentato di €7.324 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€9.524 milioni) dato dall'utile di conto economico di €4.358 milioni e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento del saldo dividendo da parte di Eni SpA (€1.811 milioni) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (€353 milioni in particolare da parte di Saipem e Snam Rete Gas).

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

Rendiconto finanziario riclassificato⁶

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
2.178	4.554	4.585	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.621	9.139
(3.697)	(2.779)	(4.328)	Investimenti tecnici	(6.844)	(7.107)
(175)	(39)	(76)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.214)	(115)
3.093	729	66	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.275	795
(2.258)	(118)	(88)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(513)	(206)
(859)	2.347	159	Free cash flow	1.325	2.506
368	(88)	94	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	470	6
1.057	(1.484)	1.118	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(1.323)	(366)
(1.069)	13	(2.161)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.071)	(2.148)
(2)	49	20	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		69
(505)	837	(770)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(599)	67

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
(859)	2.347	159	Free cash flow	1.325	2.506
101	(357)	(288)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(233)	(645)
(1.069)	13	(2.161)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.071)	(2.148)
(1.827)	2.003	(2.290)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	21	(287)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** (€9.139 milioni) e gli incassi da dismissioni (€795 milioni) hanno sostanzialmente assorbito i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€7.107 milioni) e al pagamento dei dividendi di €2.164 milioni (di cui €1.811 milioni relativi al saldo dividendo 2009 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam Rete Gas e Saipem), determinando un modesto incremento di €287 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio. Le dismissioni hanno riguardato l'incasso della seconda *tranche* dell'operazione di disinvestimento del 51% della *joint venture* OOO SeverEnergia a Gazprom (€526 milioni), asset non strategici nella divisione Exploration & Production (€202 milioni), nonché la cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream (€75 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 giugno 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 annuale 2009 e per le quali 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 secondo trimestre e nel primo semestre 2010.

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

Exploration & Production

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
2009	2010	2010	10 vs 09			2009	2010	
5.683	7.385	7.184	26,4	Ricavi della gestione caratteristica		11.828	14.569	23,2
1.778	3.297	3.401	91,3	Utile operativo		4.152	6.698	61,3
286	(179)	41		Esclusione <i>special item</i> :		85	(138)	
220		29		- svalutazioni di asset e altre attività		220	29	
(4)	(160)	(7)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(167)	(167)	
3	2	6		- oneri per incentivazione all'esodo		5	8	
67	(21)	13		- componente valutativa dei derivati su commodity		27	(8)	
2.064	3.118	3.442	66,8	Utile operativo adjusted		4.237	6.560	54,8
50	(49)	(57)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		83	(106)	
125	67	199		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		113	266	
(1.231)	(1.891)	(2.145)		Imposte sul reddito ^(a)		(2.517)	(4.036)	
55,0	60,3	59,8		Tax rate (%)		56,8	60,1	
1.008	1.245	1.439	42,8	Utile netto adjusted		1.916	2.684	40,1
				I risultati includono:				
1.785	1.680	1.778	(0,4)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		3.471	3.458	(0,4)
				di cui:				
442	312	318	(28,1)	ammortamenti di ricerca esplorativa		920	630	(31,5)
394	231	149	(62,2)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		770	380	(50,6)
48	81	169	..	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		150	250	66,7
2.759	1.964	3.186	15,5	Investimenti tecnici		4.907	5.150	5,0
				di cui:				
352	256	259	(26,4)	- ricerca esplorativa ^(b)		732	515	(29,6)
				Produzioni ^{(c)(d)(e)}				
986	1.011	980	(0,6)	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	1.000	995	(0,5)
121	131	122	0,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	126	2,4
1.733	1.842	1.758	n.m.	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.756	1.800	n.m.
				Idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.756	1.774	1,0
1.733	1.816	1.732	(0,1)	Prezzi medi di realizzo				
54,43	70,93	72,33	32,9	Petrolio ^(f)	(\$/bbl)	48,30	71,63	48,3
177,66	202,36	205,13	15,5	Gas naturale	(\$/kmc)	213,94	203,71	(4,8)
44,20	53,48	55,06	24,6	Idrocarburi	(\$/boe)	42,83	54,26	26,7
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
58,79	76,24	78,30	33,2	Brent dated	(\$/bbl)	51,60	77,27	49,7
43,16	55,09	61,51	42,5	Brent dated	(€/bbl)	38,74	58,19	50,2
59,54	78,67	77,78	30,6	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	51,26	78,23	52,6
131,02	181,87	152,56	16,4	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	146,20	167,39	14,5

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include *bonus* esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 42.

(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 v. pag. 6.

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2010** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €3.442 milioni con un incremento di €1.378 milioni rispetto al secondo trimestre 2009, pari al 66,8%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +32,9%; gas naturale +15,5%) e del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €120 milioni). Sui risultati ha inciso anche la riduzione dei costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €41 milioni di oneri netti relativi a svalutazioni di proprietà *oil&gas*, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €1.439 milioni è aumentato di €431 milioni rispetto al secondo trimestre 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni, parzialmente compensati dall'incremento del *tax rate* dal 55% al 59,8% (4,8 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Nel **primo semestre 2010** l'utile operativo *adjusted* di €6.560 milioni è aumentato di €2.323 milioni rispetto al semestre 2009, pari al 54,8%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio (+48,3%), nonché dei minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e dalla riduzione del prezzo di realizzo in dollari del gas (-4,8%).

Gli *special item* del primo semestre 2010 di €138 milioni di proventi netti riguardano principalmente le plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione e svalutazioni di proprietà *oil&gas*.

L'utile netto *adjusted* di €2.684 milioni è aumentato di €768 milioni rispetto al semestre 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni, parzialmente compensati dall'incremento del *tax rate* dal 56,8% al 60,1% (3,3 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi *reported* del **secondo trimestre 2010** è stata di 1,758 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione risulta sostanzialmente in linea rispetto al secondo 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 nel Mare del Nord e in Kazakhstan, dai declini delle produzioni mature nonché dai minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* sul mercato europeo. L'effetto negativo di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo al netto dei minori tagli OPEC, ha inciso per circa 10 mila boe/giorno corrispondente a mezzo punto percentuale di minore crescita. La quota di produzione estera è stata dell'89% (90% nel secondo trimestre 2009).

La produzione di petrolio (980 mila barili/giorno) è diminuita di 6 mila barili/giorno, pari allo 0,6%. Le fermate programmate nel Mare del Nord e in Kazakhstan e l'effetto negativo di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo al netto dei minori tagli OPEC, sono stati parzialmente 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 Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%) e in Italia, a seguito della crescita del progetto Val d'Agri fase 2 (Eni 60,77%).

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata dello 0,8% rispetto al secondo trimestre 2009. Gli incrementi produttivi registrati in Nigeria, Congo e Italia sono stati parzialmente compensati dai minori ritiri in Libia e dal declino di produzioni mature.

La produzione di idrocarburi *reported* del **primo semestre 2010** è stata di 1,800 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione aumenta dell'1% rispetto al primo semestre 2009. La crescita organica registrata in Nigeria, Congo e USA 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. La *performance* è stata inoltre influenzata dall'effetto negativo dei minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo al netto del minore impatto dei tagli OPEC (complessivamente circa -15 mila boe/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel primo semestre 2009).

La produzione di petrolio (995 mila barili/giorno) è diminuita di 5 mila barili/giorno, pari allo 0,5%. Il declino di giacimenti maturi e le fermate programmate nel Mare del Nord e Kazakhstan, nonché l'impatto negativo dei minori *entitlement* nei PSA al netto dei minori tagli OPEC, sono stati parzialmente compensati dalla crescita organica in Nigeria, Congo e USA.

La produzione di gas naturale (126 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2,4%. I principali incrementi hanno riguardato Nigeria, Congo e USA per crescite organiche. Le principali riduzioni sono state registrate nel Mare del Nord e in Egitto.

Il **prezzo di realizzo in dollari del petrolio** è aumentato in media del 32,9% (48,3% nel semestre) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 33,2% nel trimestre; del 49,7% nel semestre).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,31 \$/barile nel trimestre e di 1,22 \$/barile nel semestre per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 7,1 e 14,2 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nel semestre. 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 23,3 milioni di boe a fine giugno 2010.

I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+15,5% nel trimestre; -4,8% nel semestre) 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*.

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	PETROLIO	I semestre	
				2009	2010
94,1	85,8	86,4	Volumi venduti	187,0	172,2
10,5	7,1	7,1	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "	21,0	14,2
54,30	72,06	73,64	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	47,51	72,85
0,13	(1,13)	(1,31)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati	0,79	(1,22)
54,43	70,93	72,33	Prezzo medio di realizzo	48,30	71,63

Gas & Power

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2009	2010	
5.619	8.708	5.960	6,1	Ricavi della gestione caratteristica		17.468	14.668	(16,0)
863	1.316	592	(31,4)	Utile operativo		2.116	1.908	(9,8)
18	(81)	(25)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		294	(106)	
(191)	32	62		Esclusione <i>special item</i> :		(357)	94	
15	5	(1)		- oneri ambientali		17	4	
	10			- svalutazioni			10	
(5)		1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(5)	1	
5	6	2		- oneri per incentivazione all'esodo		8	8	
(206)	11	60		- componente valutativa dei derivati su commodity		(377)	71	
690	1.267	629	(8,8)	Utile operativo adjusted		2.053	1.896	(7,6)
213	614	51	(76,1)	Mercato		987	665	(32,6)
390	533	481	23,3	Business regolati Italia ^(a)		859	1.014	18,0
87	120	97	11,5	Trasporto Internazionale		207	217	4,8
(6)	(2)	9		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(12)	7	
62	100	95		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		162	195	
(249)	(410)	(212)		Imposte sul reddito ^(b)		(718)	(622)	
33,4	30,0	28,9		Tax rate (%)		32,6	29,6	
497	955	521	4,8	Utile netto adjusted		1.485	1.476	(0,6)
361	310	367	1,7	Investimenti tecnici		751	677	(9,9)
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
17,33	26,45	15,81	(8,8)	Vendite delle società consolidate		45,69	42,26	(7,5)
7,90	10,87	6,24	(21,0)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		21,11	17,11	(18,9)
9,17	15,45	9,26	1,0	- Resto d'Europa		24,20	24,71	2,1
0,26	0,13	0,31	19,2	- Extra Europa		0,38	0,44	15,8
1,67	2,46	2,04	22,2	Vendite delle società collegate (quota Eni)		4,17	4,50	7,9
19,00	28,91	17,85	(6,1)	Totale vendite e autoconsumi G&P		49,86	46,76	(6,2)
1,46	1,60	1,34	(8,2)	E&P in Europa e Golfo del Messico		2,95	2,94	(0,3)
20,46	30,51	19,19	(6,2)	Totale vendite mondo		52,81	49,70	(5,9)
17,83	23,98	19,08	7,0	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	38,11	43,06	13,0
7,57	9,00	9,61	26,9	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	15,35	18,61	21,2

(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.

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €629 milioni con una diminuzione di €61 milioni rispetto al secondo trimestre 2009, pari all'8,8%, per effetto della negativa *performance* dell'attività Mercato (-76,1%), parzialmente compensata dal miglioramento registrato dai *Business regolati Italia* (+23,3%). Il risultato dell'attività Mercato è stato penalizzato dall'andamento negativo dello scenario, delle vendite e dei margini. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione del *supply* e dall'effetto delle rinegoziazioni di contratti di fornitura a lungo termine. Il risultato dell'attività 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 €61 milioni associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel secondo trimestre 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite. Tenuto conto che gli *IFRS* in assenza dei predetti requisiti formali non consentono il rinvio di questi proventi allo stesso *reporting period* di rilevazione delle vendite cui sono associati, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBIT-DA 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. 20). Tale misura alternativa di *performance* evidenzia una flessione più contenuta del Mercato grazie ai proventi sui derivati in essa inclusi.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2010 ammontano a €62 milioni di oneri netti (€94 milioni nel primo semestre 2010) riferiti alla componente valutativa di strumenti derivati non di copertura su *commodity* dell'attività Mercato.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2010 di €521 milioni è aumentato di €24 milioni rispetto al secondo trimestre 2009 (+4,8%) per effetto dell'incremento dei proventi da partecipazione e di altri proventi finanziari riferiti alle entità valutate a *equity* e della riduzione del *tax rate adjusted* (da 33,4% a 28,9%) che hanno più che compensato il peggioramento operativo.

Nel **primo semestre 2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €1.896 milioni con una diminuzione di €157 milioni rispetto al semestre 2009, pari al 7,6%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato (-32,6% di contrazione), attenuato dalla tenuta dei Business regolati Italia (+18%). Il minore risultato del Mercato è influenzato dall'andamento negativo dello scenario, delle vendite e dei margini. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione del *supply* e dall'effetto delle rinegoziazioni di contratti di fornitura a lungo termine. 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 €82 milioni associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel primo semestre 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite. Lo stesso effetto ha interessato il primo semestre 2009 per €160 milioni. Tali effetti sono rettificati nell'*EBITDA pro-forma adjusted* (v. pag. 20) che in sostanza riproduce la competenza economica di tali proventi che si sarebbe ottenuta qualora i relativi strumenti derivati avessero le caratteristiche per essere rilevati in *hedge accounting*.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2010 ammonta a €1.476 milioni, sostanzialmente invariato rispetto al 2009 per effetto delle stesse motivazioni del trimestre.

Andamento operativo

Mercato

L'utile operativo *adjusted* del **secondo trimestre 2010** di €51 milioni è diminuito di €162 milioni rispetto al secondo trimestre 2009, pari al 76%. Considerando l'impatto dei proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura descritto in precedenza, la *performance* del Mercato è stata determinata dai seguenti fattori negativi:

- (i) l'effetto scenario negativo riferito all'andamento dei parametri energetici di riferimento contenuti nelle formule *prezzo oil-linked*;
- (ii) la rilevante contrazione dei volumi nel Mercato Italia (-1,66 miliardi di metri cubi, pari al 21%) e la flessione dei margini per effetto della pressione competitiva.

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

L'utile operativo *adjusted* del **primo semestre 2010** di €665 milioni è diminuito di €322 milioni rispetto al semestre 2009 per effetto degli stessi andamenti di *business* del trimestre.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
7,90	10,87	6,27	(20,6)	ITALIA	21,11	17,14	(18,8)
0,94	1,93	0,65	(30,9)	- Grossisti	3,75	2,58	(31,2)
0,24	0,40	0,14	(41,7)	- Gas release	0,65	0,54	(16,9)
0,29	1,04	0,71	..	- PSV e borsa	0,39	1,75	..
1,97	1,58	1,51	(23,4)	- Industriali	4,09	3,09	(24,4)
0,12	0,52	0,14	16,7	- PMI e terziario	0,60	0,66	10,0
2,35	0,75	0,83	(64,7)	- Termoelettrici	5,00	1,58	(68,4)
0,74	3,11	0,76	2,7	- Residenziali	3,87	3,87	..
1,25	1,54	1,53	22,4	- Autoconsumi	2,76	3,07	11,2
12,56	19,64	12,92	2,9	VENDITE INTERNAZIONALI	31,70	32,56	2,7
10,65	17,61	10,87	2,1	RESTO D'EUROPA	27,83	28,48	2,3
2,36	3,22	2,13	(9,7)	- Importatori in Italia	5,77	5,35	(7,3)
8,29	14,39	8,74	5,4	- Mercati europei	22,06	23,13	4,9
1,70	1,63	1,70	..	<i>Penisola Iberica</i>	3,25	3,33	2,5
0,95	1,82	1,25	31,6	<i>Germania - Austria</i>	2,68	3,07	14,6
2,16	5,22	2,64	22,2	<i>Belgio</i>	7,26	7,86	8,3
0,17	1,09	0,26	52,9	<i>Ungheria</i>	1,46	1,35	(7,5)
1,01	1,41	0,88	(12,9)	<i>Nord Europa</i>	1,98	2,29	15,7
1,02	0,98	0,47	(53,9)	<i>Turchia</i>	2,32	1,45	(37,5)
1,02	1,77	1,24	21,6	<i>Francia</i>	2,36	3,01	27,5
0,26	0,47	0,30	15,4	<i>altro</i>	0,75	0,77	2,7
0,45	0,43	0,71	57,8	Mercati extra europei	0,92	1,14	23,9
1,46	1,60	1,34	(8,2)	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,95	2,94	(0,3)
20,46	30,51	19,19	(6,2)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	52,81	49,70	(5,9)

Le vendite di gas naturale del **secondo trimestre 2010** sono state di 19,19 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 1,27 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2009, pari al 6,2%, dovuta alla significativa contrazione dei volumi sul Mercato Italia dovuta all'intensificarsi della pressione competitiva. Tale effetto è stato in parte compensato dalla buona tenuta delle vendite nei mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 6,27 miliardi di metri cubi con un decremento di 1,63 miliardi di metri cubi, pari al 20,6%, 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 (-1,52 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, il settore industriale (-0,46 miliardi di metri cubi) e le vendite ai grossisti (-0,29 miliardi di metri cubi). Sostanzialmente invariate le vendite ai residenziali. Le vendite internazionali di 12,92 miliardi di metri cubi sono aumentate di 0,36 miliardi di metri cubi (+2,9%) per effetto della crescita organica nei mercati *target* del resto d'Europa (+0,45 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%), in particolare Belgio (+0,48 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,30 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,22 miliardi di metri cubi). In flessione le vendite in Turchia (-0,55 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (-0,13 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2010** sono state di 49,70 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 3,11 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2009, pari al 5,9%, dovuta al forte calo sul mercato italiano in parte attenuato dalla crescita sui mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 17,14 miliardi di metri cubi con un decremento di 3,97 miliardi di metri cubi (-18,8%) a causa dell'intensificarsi della pressione competitiva, con i principali cali nei settori termoelettrico (-3,42 miliardi di metri cubi), grossisti (-1,17 miliardi di metri cubi) e industriali (-1 miliardo di metri cubi). Invariate a 3,87 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali e in leggero aumento le vendite al segmento PMI e terziario (0,06 miliardi di metri cubi).

Le vendite internazionali di 32,56 miliardi di metri cubi sono aumentate di 0,86 miliardi di metri cubi (+2,7%) per effetto della crescita organica in Francia (+0,65 miliardi di metri cubi), Belgio (+0,60 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,39 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+0,31 miliardi di metri cubi). In diminuzione i mercati di Turchia e Ungheria.

Le **vendite di energia elettrica** di 9,61 TWh nel secondo trimestre 2010 e 18,61 TWh nel semestre 2010, sono aumentate rispettivamente del 26,9% e del 21,2%, grazie anche ad una parziale ripresa della domanda elettrica, e hanno riguardato principalmente i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+1,04 TWh e +2,06 TWh rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre). In ripresa le vendite sul mercato libero e ai siti che hanno beneficiato di una maggiore disponibilità di energia da produzioni e per incremento dell'attività di *trading*.

Business regolati Italia

Nel **secondo trimestre 2010**, l'utile operativo *adjusted* delle attività regolate in Italia di €481 milioni è aumentato di €91 milioni rispetto al secondo trimestre 2009 (+23,3%), anche grazie alle sinergie da integrazione derivanti dalla riorganizzazione del *business* attuata nel 2009. In particolare, l'attività Trasporto ha incrementato del 24,3% la *performance* operativa (+€63 milioni) per effetto: (i) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (ii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iii) dei maggiori volumi trasportati per conto terzi, per effetto di una certa ripresa della domanda gas in Italia.

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 lieve aumento rispetto al secondo trimestre 2009 (€42 milioni).

L'utile operativo *adjusted* del **primo semestre 2010** di €1.014 milioni è aumentato di €155 milioni rispetto al semestre 2009, pari al 18% per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+€121 milioni) e della Distribuzione (+€26 milioni) riferibili ai fenomeni sopra descritti.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €134 milioni (€126 milioni nel primo semestre 2010).

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (19,08 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2010 e 43,06 miliardi di metri cubi nel semestre 2010) sono aumentati di 1,25 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2009, pari al 7% (+4,95 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2009, pari al 13%) per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nell'ambito dell'attività di **Stoccaggio** nel primo semestre 2010 sono stati immessi in giacimento 3,81 miliardi di metri cubi di gas (-0,49 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 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 destinati allo stoccaggio strategico.

Trasporto internazionale

L'utile operativo *adjusted* del **secondo trimestre 2010** di €97 milioni (€217 milioni nel semestre 2010) è aumentato di €10 milioni rispetto al secondo trimestre 2009, pari al 11,5% (+€10 milioni, pari al 4,8%, rispetto al primo semestre 2009).

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)

Il trim. 2009	I trim. 2010	Il trim. 2010	Var. % Il trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
821	1.432	825	0,5	EBITDA pro-forma <i>adjusted</i>	2.541	2.257	(11,2)
374	856	299	(20,1)	Mercato	1.558	1.155	(25,9)
(15)	21	61		di cui: +/-) rettifica derivati commodity	160	82	
301	379	350	16,3	Business regolati Italia	644	729	13,2
146	197	176	20,5	Trasporto Internazionale	339	373	10,0

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 giugno 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

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2009	2010	
7.735	9.346	10.909	41,0	Ricavi della gestione caratteristica		14.121	20.255	43,4
47	105	255	..	Utile operativo ^(a)		287	360	25,4
(258)	(232)	(305)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(467)	(537)	
105	33	(2)		Esclusione <i>special item</i> :		129	31	
15	17	17		- oneri ambientali		22	34	
46	22	11		- svalutazioni		52	33	
2	(10)			- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(10)	
15				- accantonamenti a fondo rischi		15		
3	2	4		- oneri per incentivazione all'esodo		8	6	
24	2	(34)		- componente valutativa dei derivati su commodity		31	(32)	
(106)	(94)	(52)	50,9	Utile operativo adjusted		(51)	(146)	..
4	45	21		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		39	66	
3	19	12		Imposte sul reddito ^(b)		(19)	31	
..		Tax rate (%)		
(99)	(30)	(19)	80,8	Utile netto adjusted		(31)	(49)	(58,1)
132	118	149	12,9	Investimenti		217	267	23,0
				Margine di raffinazione				
3,61	2,40	3,39	(6,1)	Brent	(\$/bbl)	4,47	2,90	(35,1)
2,65	1,74	2,66	0,4	Brent	(€/bbl)	3,36	2,18	(35,1)
3,90	3,20	4,48	14,9	Brent/Ural	(\$/bbl)	5,09	3,84	(24,6)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,90	5,86	6,54	10,8	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		11,62	12,40	6,7
7,11	6,88	7,42	4,4	Lavorazioni in conto proprio in Italia		14,16	14,30	1,0
1,21	1,26	1,31	8,3	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		2,49	2,57	3,2
8,32	8,14	8,73	4,9	Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero		16,65	16,87	1,3
2,31	2,01	2,17	(6,1)	Rete Italia		4,41	4,18	(5,2)
0,76	0,67	0,77	1,3	Rete resto d'Europa		1,45	1,44	(0,7)
3,07	2,68	2,94	(4,2)	Rete Europa		5,86	5,62	(4,1)
2,25	2,04	2,33	3,6	Extrarete Italia		4,66	4,37	(6,2)
0,85	0,86	0,97	14,1	Extrarete resto d'Europa		1,76	1,83	4,0
3,10	2,90	3,30	6,5	Extrarete Europa		6,42	6,20	(3,4)
0,12	0,09	0,11	(8,3)	Extrarete altro estero		0,21	0,20	(4,8)
4,87	5,20	5,42	11,3	Altre vendite		9,64	10,62	10,2
11,16	10,87	11,77	5,5	TOTALE VENDITE		22,13	22,64	2,3
				Vendite per area geografica				
6,72	6,17	6,82	1,5	Italia		12,90	12,99	0,7
1,61	1,53	1,74	8,1	Resto d'Europa		3,21	3,27	1,9
2,83	3,17	3,21	13,4	Altro estero		6,02	6,38	6,0

(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.

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2010** la divisione Refining & Marketing ha conseguito un significativo ridimensionamento della perdita operativa *adjusted* che si riduce di €54 milioni (da €106 milioni a €52 milioni rispetto al secondo trimestre 2009; +50,9%) per effetto della ripresa dei margini di raffinazione dei cicli complessi sostenuti dalla riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti, nonché dell'effetto cambio. Le lavorazioni semplici sono state invece penalizzate dall'elevato costo della carica non trasferito nei prezzi dei prodotti a causa della debolezza dei mercati di sbocco. Sul risultato operativo ha pesato anche la minore *performance* dell'attività rete Italia a causa della contrazione dei volumi venduti per autotrazione in un contesto di consumi nazionali in calo.

Gli *special item* del trimestre esclusi dalla perdita operativa *adjusted* riguardano principalmente oneri ambientali,

svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

La perdita netta *adjusted* del secondo trimestre 2010 è stata di €19 milioni con un miglioramento di €80 milioni per effetto essenzialmente della ripresa della *performance* operativa, dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto e di minori oneri tributari.

Nel **primo semestre 2010** ha conseguito una perdita operativa *adjusted* di €146 milioni con un peggioramento di €95 milioni rispetto al semestre 2009 per effetto essenzialmente della flessione del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario registrato principalmente nel primo trimestre.

Gli *special item* del semestre esclusi dalla perdita operativa *adjusted* (€31 milioni) riguardano principalmente oneri ambientali, svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

La perdita netta *adjusted* del semestre 2010 è stata di €49 milioni con un peggioramento di €18 milioni per effetto essenzialmente della negativa *performance* operativa parzialmente assorbita dai maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel secondo trimestre 2010 sono state di 8,73 milioni di tonnellate (16,87 milioni di tonnellate nel semestre) con un aumento del 4,9% rispetto al secondo trimestre 2009 (+1,3% rispetto al primo semestre 2009).

In Italia l'aumento delle lavorazioni in particolare a Livorno e Gela, è attribuibile principalmente alla riprogrammazione di alcuni interventi di manutenzione in seguito all'andamento positivo dello scenario nel secondo trimestre.

All'estero l'incremento dell'8,3% nel trimestre (+3,2% nel semestre) ha riguardato in particolare gli impianti nella Repubblica Ceca per effetto della ripresa della domanda di prodotti.

Le **vendite sulla rete in Italia** di 2,17 milioni di tonnellate nel secondo trimestre (4,18 milioni di tonnellate nel semestre) sono diminuite di circa 140 mila tonnellate, pari al 6,1% (circa 230 mila tonnellate, -5,2% nel semestre), per effetto del calo della domanda in particolare di benzina.

La quota di mercato media del secondo trimestre è del 30,2% (30,3% nel semestre) in diminuzione di 1,4 punti percentuali (-1,3 punti percentuali nel semestre) rispetto al corrispondente periodo del 2009 (31,6%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,33 milioni di tonnellate) sono in aumento di circa 80 mila tonnellate, pari al 3,6% rispetto al secondo trimestre 2009 nonostante il calo della domanda di prodotti da parte dell'industria che riflette la debolezza della congiuntura economica. In leggera flessione le vendite sul semestre (-290 mila tonnellate, pari al -6,2%), in particolare degli oli combustibili.

Le **vendite sul mercato rete nel resto d'Europa** pari a circa 770 mila tonnellate nel secondo trimestre (1,44 milioni di tonnellate nel semestre) sono sostanzialmente invariate rispetto al corrispondente periodo del 2009.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** di circa 970 mila tonnellate (1,83 milioni di tonnellate nel semestre) sono in lieve aumento.

Conto economico

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
18.267	24.804	22.902	25,4	Ricavi della gestione caratteristica	42.008	47.706	13,6
141	285	252	78,7	Altri ricavi e proventi	501	537	7,2
(13.624)	(18.096)	(16.569)	(21,6)	Costi operativi	(31.597)	(34.665)	(9,7)
31	38	(5)	..	Altri proventi e oneri operativi	48	33	(31,3)
(2.410)	(2.184)	(2.275)	5,6	Ammortamenti e svalutazioni	(4.588)	(4.459)	2,8
2.405	4.847	4.305	79,0	Utile operativo	6.372	9.152	43,6
(189)	(245)	(356)	(88,4)	Oneri finanziari netti	(219)	(601)	..
214	225	447	..	Proventi netti su partecipazioni	358	672	87,7
2.430	4.827	4.396	80,9	Utile prima delle imposte	6.511	9.223	41,7
(1.390)	(2.408)	(2.457)	(76,8)	Imposte sul reddito	(3.361)	(4.865)	(44,7)
57,2	49,9	55,9		Tax rate (%)	51,6	52,7	
1.040	2.419	1.939	86,4	Utile netto di competenza	3.150	4.358	38,3
832	2.222	1.824	119,2	- Azionisti Eni	2.736	4.046	47,9
208	197	115	(44,7)	- Interessenze di terzi	414	312	(24,6)
832	2.222	1.824	119,2	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.736	4.046	47,9
(143)	(280)	(250)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(52)	(530)	
213	(120)	51		Esclusione <i>special item</i>	(23)	(69)	
902	1.822	1.625	80,2	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza azionisti Eni^(a)	2.661	3.447	29,5

(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 Eni.

(€ milioni)

Primo semestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	6.698	1.908	360	53	625	(153)	(174)	(165)	9.152
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(106)	(537)	(134)					(777)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		4	34			31	22		91
svalutazioni	29	10	33	9		8			89
plusvalenze nette su cessione di asset	(167)	1	(10)						(176)
accantonamenti a fondo rischi						6			6
oneri per incentivazione all'esodo	8	8	6	2	7	1	12		44
componente valutativa dei derivati su commodity	(8)	71	(32)						31
altro						(1)			(1)
Special item dell'utile operativo	(138)	94	31	11	7	45	34		84
Utile operativo adjusted	6.560	1.896	(146)	(70)	632	(108)	(140)	(165)	8.459
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(106)	7			47	(10)	(492)		(554)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	266	195	66	2	(3)	(4)	(1)		521
Imposte sul reddito ^(a)	(4.036)	(622)	31	2	(206)		102	62	(4.667)
Tax rate (%)	60,1	29,6	..		30,5				55,4
Utile netto adjusted	2.684	1.476	(49)	(66)	470	(122)	(531)	(103)	3.759
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									312
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.447
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.046
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(530)
Esclusione special item									(69)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.447

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	4.152	2.116	287	(454)	580	(177)	(187)	55	6.372
Esclusione (utile) perdita di magazzino		294	(467)	108					(65)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		17	22			45			84
svalutazioni	220		52	89		4			365
plusvalenze nette su cessione di asset	(167)	(5)	1		(1)	(2)			(174)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	5	8	8	3		2	12		38
componente valutativa dei derivati su commodity	27	(377)	31	(3)	(10)				(332)
altro						4			4
Special item dell'utile operativo	85	(357)	129	89	(11)	49	12		(4)
Utile operativo adjusted	4.237	2.053	(51)	(257)	569	(128)	(175)	55	6.303
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	83	(12)				28	(318)		(219)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	113	162	39		19				333
Imposte sul reddito ^(a)	(2.517)	(718)	(19)	48	(139)		27	(24)	(3.342)
Tax rate (%)	56,8	32,6	..		23,6				52,1
Utile netto adjusted	1.916	1.485	(31)	(209)	449	(100)	(466)	31	3.075
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									414
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.661
Utile netto di competenza azionisti Eni									2.736
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(52)
Esclusione special item									(23)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.661

(a) I valori 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 cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									115
- utile netto adjusted di competenza 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) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	1.778	863	47	(287)	310	(122)	(124)	(60)	2.405
Esclusione (utile) perdita di magazzino		18	(258)	50					(190)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		15	15			45			75
svalutazioni	220		46	89		3			358
plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	(5)	2		(1)	(1)			(9)
accantonamenti a fondo rischi			15			(4)			11
oneri per incentivazione all'esodo	3	5	3	2		2	7		22
componente valutativa dei derivati su commodity	67	(206)	24		(12)				(127)
altro						4			4
Special item dell'utile operativo	286	(191)	105	91	(13)	49	7		334
Utile operativo adjusted	2.064	690	(106)	(146)	297	(73)	(117)	(60)	2.549
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	50	(6)				(2)	(231)		(189)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	125	62	4		11				202
Imposte sul reddito ^(a)	(1.231)	(249)	3	32	(82)		56	19	(1.452)
Tax rate (%)	55,0	33,4	..		26,6				56,7
Utile netto adjusted	1.008	497	(99)	(114)	226	(75)	(292)	(41)	1.110
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									208
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									902
Utile netto di competenza azionisti Eni									832
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(143)
Esclusione special item									213
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									902

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.297	1.316	105	36	291	(60)	(70)	(68)	4.847
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(81)	(232)	(96)					(409)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		5	17						22
svalutazioni		10	22						32
plusvalenze nette su cessione di asset	(160)		(10)						(170)
oneri per incentivazione all'esodo	2	6	2	1		1	5		17
componente valutativa dei derivati su commodity	(21)	11	2		(2)				(10)
altro						2			2
Special item dell'utile operativo	(179)	32	33	1	(2)	3	5		(107)
Utile operativo adjusted	3.118	1.267	(94)	(59)	289	(57)	(65)	(68)	4.331
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(49)	(2)					(194)		(245)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	67	100	45		2	(4)			210
Imposte sul reddito ^(a)	(1.891)	(410)	19	16	(94)		57	26	(2.277)
Tax rate (%)	60,3	30,0	..		32,3				53,0
Utile netto adjusted	1.245	955	(30)	(43)	197	(61)	(202)	(42)	2.019
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									197
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									<u>1.822</u>
Utile netto di competenza azionisti Eni									<u>2.222</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(280)
Esclusione special item									(120)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									<u>1.822</u>

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
			Special item dell'utile operativo:		
358	32	57	svalutazioni	365	89
75	22	69	oneri ambientali	84	91
(9)	(170)	(6)	plusvalenze nette su cessione di asset	(174)	(176)
11		6	accantonamenti a fondo rischi	11	6
22	17	27	oneri per incentivazione all'esodo	38	44
(127)	(10)	41	componente valutativa dei derivati su commodity	(332)	31
4	2	(3)	altro	4	(1)
334	(107)	191		(4)	84
		47	Oneri (proventi) finanziari		47
2		(118)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(8)	(118)
			di cui:		
		(140)	- plusvalenze da cessione		(140)
		20	- svalutazioni		20
(123)	(13)	(69)	Imposte sul reddito	(11)	(82)
			di cui:		
(27)			effetti ex DL n.112 del 25 giugno 2008	(27)	
(96)	(13)	(69)	fiscalità su special item dell'utile operativo	16	(82)
213	(120)	51	Totale special item dell'utile netto	(23)	(69)

Utile operativo adjusted

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
2.064	3.118	3.442	66,8	Exploration & Production	4.237	6.560	54,8
690	1.267	629	(8,8)	Gas & Power	2.053	1.896	(7,6)
(106)	(94)	(52)	50,9	Refining & Marketing	(51)	(146)	..
(146)	(59)	(11)	92,5	Petrolchimica	(257)	(70)	72,8
297	289	343	15,5	Ingegneria & Costruzioni	569	632	11,1
(73)	(57)	(51)	30,1	Altre attività	(128)	(108)	15,6
(117)	(65)	(75)	35,9	Corporate e società finanziarie	(175)	(140)	20,0
(60)	(68)	(97)		Effetto eliminazione utili interni	55	(165)	
2.549	4.331	4.128	61,9		6.303	8.459	34,2

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
5.683	7.385	7.184	26,4	Exploration & Production	11.828	14.569	23,2
5.619	8.708	5.960	6,1	Gas & Power	17.468	14.668	(16,0)
7.735	9.346	10.909	41,0	Refining & Marketing	14.121	20.255	43,4
1.027	1.476	1.698	65,3	Petrolchimica	1.905	3.174	66,6
2.466	2.512	2.496	1,2	Ingegneria & Costruzioni	4.881	5.008	2,6
21	25	27	28,6	Altre attività	47	52	10,6
302	302	332	9,9	Corporate e società finanziarie	611	634	3,8
(5)	64	(171)		Effetto eliminazione utili interni	(19)	(107)	
(4.581)	(5.014)	(5.533)		Elisioni di consolidamento	(8.834)	(10.547)	
18.267	24.804	22.902	25,4		42.008	47.706	13,6

Costi operativi

(€ milioni)

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre 2009	2010	Var. %
12.537	17.051	15.415	23,0	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	29.520	32.466	10,0
101	37	60		<i>di cui altri special item</i>	110	97	
1.087	1.045	1.154	6,2	Costo lavoro	2.077	2.199	5,9
22	17	27		<i>di cui incentivi per esodi agevolati e altro</i>	38	44	
13.624	18.096	16.569	21,6		31.597	34.665	9,7

Derivati non di copertura su *commodity*

(€ milioni)

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre 2009	2010
(66)	21	(14)	Exploration & Production	(22)	7
1		(1)	- componente realizzata	5	(1)
(67)	21	(13)	- componente valutativa	(27)	8
149	19	(30)	Gas & Power	113	(11)
(57)	30	30	- componente realizzata	(264)	60
206	(11)	(60)	- componente valutativa	377	(71)
(66)	(5)	45	Refining & Marketing	(63)	40
(42)	(3)	11	- componente realizzata	(32)	8
(24)	(2)	34	- componente valutativa	(31)	32
1	1		Petrolchimica	10	1
1	1		- componente realizzata	7	1
			- componente valutativa	3	
16	2	(6)	Ingegneria & Costruzioni	13	(4)
4		(4)	- componente realizzata	3	(4)
12	2	(2)	- componente valutativa	10	
(3)			Corporate e società finanziarie	(3)	
(3)			- componente realizzata	(3)	
			- componente valutativa		
31	38	(5)	Totale	48	33
(96)	28	36	- componente realizzata	(284)	64
127	10	(41)	- componente valutativa	332	(31)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre 2009	2010	Var. %
1.576	1.680	1.749	11,0	Exploration & Production	3.262	3.429	5,1
237	244	226	(4,6)	Gas & Power	477	470	(1,5)
98	80	87	(11,2)	Refining & Marketing	197	167	(15,2)
24	19	20	(16,7)	Petrolchimica	48	39	(18,8)
109	114	122	11,9	Ingegneria & Costruzioni	216	236	9,3
1	1		..	Altre attività	1	1	
21	18	19	(9,5)	Corporate e società finanziarie	40	37	(7,5)
(3)	(4)	(5)		Effetto eliminazione utili interni	(7)	(9)	
2.063	2.152	2.218	7,5	Ammortamenti	4.234	4.370	3,2
347	32	57		Svalutazioni	354	89	
2.410	2.184	2.275	(5,6)		4.588	4.459	(2,8)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	66	187	46	(4)	(3)	292
Dividendi	205	7	30			242
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		140	2		1	143
Altri proventi (oneri) netti	(5)			1	(1)	(5)
	266	334	78	(3)	(3)	672

Imposte sul reddito

(€ milioni)

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre		
				2009	2010	Var. ass.
			Utile ante imposte			
467	1.151	690	Italia	2.062	1.841	(221)
1.963	3.676	3.706	Estero	4.449	7.382	2.933
2.430	4.827	4.396		6.511	9.223	2.712
			Imposte sul reddito			
341	450	393	Italia	1.007	843	(164)
1.049	1.958	2.064	Estero	2.354	4.022	1.668
1.390	2.408	2.457		3.361	4.865	1.504
			Tax rate (%)			
73,0	39,1	57,0	Italia	48,8	45,8	(3,0)
53,4	53,3	55,7	Estero	52,9	54,5	1,6
57,2	49,9	55,9		51,6	52,7	1,1

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)

	31.12.2009	31.03.2010	30.06.2010	Var. ass. vs 31.12.2009	Var. ass. vs 31.03.2010
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	23.723	25.151	351	1.428
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.736	7.708	6.749	13	(959)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.064	16.015	18.402	338	2.387
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(2.445)	(1.675)	(67)	770
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(57)	(70)	(6)	(13)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(169)	(64)	9	105
Indebitamento finanziario netto	23.055	21.052	23.342	287	2.290
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.051	54.322	57.375	7.324	3.053
Leverage	0,46	0,39	0,41	(0,05)	0,02

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2010

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2010 ^(a)
Eni Coordination Center SA	399
	399

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2010 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2010 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	euro	997	2020	fisso	4,00
			997			

(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 degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota *statutory* delle società Italiane (34% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	4.646	2.907	(215)	6.841
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	341
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	4.646	2.907	(215)	7.182
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	30.489	23.614	7.359	68.564
- a fine periodo	38.847	25.539	7.932	80.048
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	34.668	24.577	7.646	74.306
ROACE <i>adjusted</i> (%)	13,4	11,8	(2,8)	9,7

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	5.743	2.481	366	8.207
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	243
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	5.743	2.481	366	8.450
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	22.763	21.017	9.466	60.454
- a fine periodo	30.489	23.614	8.539	70.018
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	26.626	22.316	9.003	65.236
ROACE <i>adjusted</i> (%)	21,6	11,1	4,1	13,0

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 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	31.03.2010	30.06.2010
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608	2.445	1.675
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	348	346	336
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	23.660	22.285
Rimanenze	5.495	5.517	6.641
Attività per imposte sul reddito correnti	753	371	174
Attività per altre imposte correnti	1.270	937	941
Altre attività	1.307	1.362	1.338
	31.129	34.638	33.390
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	62.033	67.477
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.873	1.997
Attività immateriali	11.469	11.446	11.479
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828	5.592	5.930
Altre partecipazioni	416	434	459
Altre attività finanziarie	1.148	1.077	1.664
Attività per imposte anticipate	3.558	3.603	3.703
Altre attività	1.938	2.004	2.144
	85.858	88.062	94.853
Attività destinate alla vendita	542	1.253	570
TOTALE ATTIVITÀ	117.529	123.953	128.813
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	3.545	4.535	4.299
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191	3.173	2.450
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	20.383	21.103
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291	1.619	1.508
Passività per altre imposte correnti	1.431	2.162	2.001
Altre passività	1.856	1.925	1.794
	30.488	33.797	33.155
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	18.064	16.015	18.402
Fondi per rischi e oneri	10.319	10.644	10.854
Fondi per benefici ai dipendenti	944	964	1.012
Passività per imposte differite	4.907	5.106	5.455
Altre passività	2.480	2.749	2.321
	36.714	35.478	38.044
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276	356	239
TOTALE PASSIVITÀ	67.478	69.631	71.438
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	3.978	4.223	3.996
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	46.269	50.629	52.085
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)	(6.757)
Acconto sul dividendo	(1.811)		
Utile dell'esercizio	4.367	2.222	4.046
Totale patrimonio netto di Eni	46.073	50.099	53.379
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051	54.322	57.375
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529	123.953	128.813

Conto economico

(€ milioni)

II trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
18.267	24.804	22.902	RICAVI		
141	285	252	Ricavi della gestione caratteristica	42.008	47.706
18.408	25.089	23.154	Altri ricavi e proventi	501	537
			Totale ricavi	42.509	48.243
			COSTI OPERATIVI		
12.537	17.051	15.415	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	29.520	32.466
1.087	1.045	1.154	Costo lavoro	2.077	2.199
31	38	(5)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	48	33
2.410	2.184	2.275	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	4.588	4.459
2.405	4.847	4.305	UTILE OPERATIVO	6.372	9.152
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.608	1.363	2.297	Proventi finanziari	3.695	3.660
(1.867)	(1.422)	(2.508)	Oneri finanziari	(3.962)	(3.930)
70	(186)	(145)	Strumenti derivati	48	(331)
(189)	(245)	(356)		(219)	(601)
			PROVENTI SU PARTECIPAZIONI		
92	184	108	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	205	292
122	41	339	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	153	380
214	225	447		358	672
2.430	4.827	4.396	UTILE ANTE IMPOSTE	6.511	9.223
(1.390)	(2.408)	(2.457)	Imposte sul reddito	(3.361)	(4.865)
1.040	2.419	1.939	Utile netto	3.150	4.358
			Di competenza:		
832	2.222	1.824	- azionisti Eni	2.736	4.046
208	197	115	- interessenze di terzi	414	312
1.040	2.419	1.939		3.150	4.358
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,23	0,61	0,51	- semplice	0,76	1,12
0,23	0,61	0,51	- diluito	0,76	1,12

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)

	I semestre	
	2009	2010
Utile netto	3.150	4.358
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(443)	4.974
Variazione <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	(465)	342
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	(16)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	191	(134)
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(715)	5.166
Totale utile complessivo	2.435	9.524
Di competenza:		
- azionisti Eni	2.035	9.118
- interessenze di terzi	400	406
	2.435	9.524

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2009		50.051
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	9.524	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.811)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(353)	
Esclusione GreenStream dall'area di consolidamento	(37)	
Diritti decaduti <i>stock option</i> - piano 2007	(6)	
Costo di competenza <i>stock option</i> assegnate	4	
Altre variazioni	3	
Totale variazioni	7.324	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2010		57.375
- azionisti Eni		53.379
- interessenze di terzi		3.996

Rendiconto finanziario

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
1.040	2.419	1.939		2009	2010
			Utile netto	3.150	4.358
			Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:		
2.063	2.152	2.218	Ammortamenti	4.234	4.370
347	32	57	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	354	89
(318)	(184)	(108)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(205)	(292)
(8)	(169)	(75)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(165)	(244)
(119)	(43)	(199)	Dividendi	(136)	(242)
(28)	(39)	(25)	Interessi attivi	(268)	(64)
81	145	129	Interessi passivi	296	274
1.390	2.408	2.457	Imposte sul reddito	3.361	4.865
(135)	(95)	322	Altre variazioni	(450)	227
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(1.149)	(120)	(1.070)	- rimanenze	192	(1.190)
3.670	(2.724)	2.810	- crediti commerciali	3.556	86
(873)	1.801	(854)	- debiti commerciali	(2.053)	947
71	56	(2)	- fondi per rischi e oneri	77	54
(965)	617	(401)	- altre attività e passività	218	216
754	(370)	483	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	1.990	113
25	(4)	13	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	15	9
319	35	353	Dividendi incassati	336	388
184	47	27	Interessi incassati	259	74
(124)	(143)	(265)	Interessi pagati	(245)	(408)
(3.293)	(1.637)	(2.741)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.905)	(4.378)
2.178	4.554	4.585	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.621	9.139
			Investimenti:		
(3.245)	(2.447)	(3.968)	- attività materiali	(5.926)	(6.415)
(452)	(332)	(360)	- attività immateriali	(918)	(692)
(29)			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(29)	
(92)	(39)	(76)	- partecipazioni	(140)	(115)
(6)	(4)	(9)	- titoli	(7)	(13)
(95)	(366)	(270)	- crediti finanziari	(771)	(636)
			- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(251)	(40)
(2.045)	(104)	64	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(8.042)	(7.911)
(5.964)	(3.292)	(4.619)	Disinvestimenti:		
15	203	10	- attività materiali	42	213
9		5	- attività immateriali	154	5
		48	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		48
3.069	526	3	- partecipazioni	3.079	529
41	6	20	- titoli	128	26
208	306	189	- crediti finanziari	819	495
7	(44)	12	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	39	(32)
3.349	997	287	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	4.261	1.284
(2.615)	(2.295)	(4.332)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(3.781)	(6.627)

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)

<u>Il trim.</u> <u>2009</u>	<u>I trim.</u> <u>2010</u>	<u>II trim.</u> <u>2010</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2009</u>	<u>2010</u>
1.365	22	346	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.232	368
231	(2.198)	1.051	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.487)	(1.147)
(539)	692	(279)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.068)	413
1.057	(1.484)	1.118		(1.323)	(366)
1.544			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1.542	
	13	3	Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		16
(54)			Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.045)	
(2.355)		(1.811)	Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(2.355)	(1.811)
(258)		(353)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(258)	(353)
(66)	(1.471)	(1.043)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.439)	(2.514)
(2)	49	20	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		69
(505)	837	(770)	Flusso di cassa netto del periodo	(599)	67
1.845	1.608	2.445	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.939	1.608
1.340	2.445	1.675	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.340	1.675

(*) 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)

<u>Il trim.</u> <u>2009</u>	<u>I trim.</u> <u>2010</u>	<u>II trim.</u> <u>2010</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2009</u>	<u>2010</u>
			Investimenti finanziari:		
(1)		(13)	- titoli	(2)	(13)
172	(106)	104	- crediti finanziari	(11)	(2)
171	(106)	91		(13)	(15)
			Disinvestimenti finanziari:		
9	6	2	- titoli	81	8
188	12	1	- crediti finanziari	402	13
197	18	3		483	21
368	(88)	94	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	470	6

Informazioni supplementari

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	I semestre 2009 2010	
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda				
3	72		3	72
20	2		20	2
8	11		8	11
(1)	(63)		(1)	(63)
30	22		30	22
(22)	(11)			(11)
8	11		30	11
(1)	(11)		(1)	(11)
7			29	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda				
	80			80
	696			696
(282)			(282)	
(136)			(136)	
358			358	
(149)			(149)	
140			140	
(46)			(46)	
303			303	
(255)			(255)	
48			48	

Investimenti tecnici

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010	Var. % II trim. 10 vs 09		I semestre		
					2009	2010	Var. %
2.759	1.964	3.186	15,5	Exploration & Production	4.907	5.150	5,0
361	310	367	1,7	Gas & Power	751	677	(9,9)
132	118	149	12,9	Refining & Marketing	217	267	23,0
36	26	45	25,0	Petrochimica	45	71	57,8
393	412	380	(3,3)	Ingegneria & Costruzioni	888	792	(10,8)
8	9	10	25,0	Altre attività	14	19	35,7
12	17	33	175,0	Corporate e società finanziarie	22	50	127,3
(4)	(77)	158		Effetto eliminazione utili interni		81	
3.697	2.779	4.328	17,1		6.844	7.107	3,8

Nel primo semestre 2010, gli investimenti tecnici di €7.107 milioni (€4.328 milioni nel secondo trimestre 2010) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Congo, Kazakhstan, Stati Uniti, Algeria, Angola, Egitto, Italia e Norvegia e le attività di ricerca esplorativa, con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, Angola, Indonesia, Ghana e Pakistan;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€792 milioni) per l'*upgrading* della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€342 milioni) e di distribuzione del gas (€123 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€96 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€201 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 (€57 milioni).

Di seguito il dettaglio per settore:

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
201	152	175	Italia	398	327
200	177	254	Resto d'Europa	362	431
636	445	1.247	Africa Settentrionale	1.134	1.692
675	588	635	Africa Occidentale	1.142	1.223
281	223	284	Kazakhstan	521	507
136	116	136	Resto dell'Asia	346	252
452	247	385	America	699	632
178	16	70	Australia e Oceania	305	86
2.759	1.964	3.186		4.907	5.150

GAS & POWER

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
31	42	68	Mercato	55	110
319	268	293	Business regolati Italia	676	561
163	164	178	- Trasporto	400	342
79	58	65	- Distribuzione	144	123
77	46	50	- Stoccaggio	132	96
11		6	Trasporto internazionale	20	6
361	310	367		751	677

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

Il trim. 2009	I trim. 2010	II trim. 2010		I semestre	
				2009	2010
87	95	106	Raffinazione, <i>supply</i> e logistica	135	201
39	17	40	Marketing	65	57
6	6	3	Altre Attività	17	9
132	118	149		217	267

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2009	I trim. 2010	Il trim. 2010			I semestre	
					2009	2010
1.733	1.842	1.758	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(migliaia di boe/giorno)	1.756	1.800
169	182	185	Italia		171	184
246	243	208	Resto d'Europa		251	225
567	589	583	Africa Settentrionale		581	586
343	402	388	Africa Occidentale		337	395
121	121	107	Kazakhstan		120	114
138	122	123	Resto dell'Asia		144	123
133	159	139	America		134	149
16	24	25	Australia e Oceania		18	24
1.733	1.816	1.732	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.756	1.774
154,2	158,6	154,1	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	308,4	312,7
154,2	156,3	152,0	Produzione venduta al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas ^(a)		308,4	308,3

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2009	I trim. 2010	Il trim. 2010			I semestre	
					2009	2010
986	1.011	980	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	1.000	995
56	58	63	Italia		55	61
130	132	113	Resto d'Europa		135	122
289	287	306	Africa Settentrionale		297	296
304	341	318	Africa Occidentale		299	329
75	72	63	Kazakhstan		73	68
60	36	39	Resto dell'Asia		66	37
64	77	69	America		65	73
8	8	9	Australia e Oceania		10	9

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2009	I trim. 2010	Il trim. 2010			I semestre	
					2009	2010
121	131	122	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	123	126
18	19	19	Italia		19	19
19	18	15	Resto d'Europa		19	16
45	48	44	Africa Settentrionale		46	46
6	9	11	Africa Occidentale		6	10
7	8	7	Kazakhstan		8	7
14	14	13	Resto dell'Asia		13	14
11	13	11	America		11	12
1	2	2	Australia e Oceania		1	2

(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 (8,7 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2010 e 2009, rispettivamente e 8,8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2010 e 2009, rispettivamente e 9 milioni di metri cubi/giorno nel primo 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 1mc = 0,00615 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 26.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni v. pag. 6.

Petrolchimica

<u>Il trim.</u> <u>2009</u>	<u>I trim.</u> <u>2010</u>	<u>II trim.</u> <u>2010</u>		<u>I semestre</u> <u>2009 2010</u>	
			Vendite	(€ milioni)	
475	673	810	Petrolchimica di base		816 1.483
510	758	838	Polimeri		995 1.596
42	45	50	Altri ricavi		94 95
1.027	1.476	1.698			1.905 3.174
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
1.156	1.241	1.295	Petrolchimica di base		2.175 2.536
559	607	605	Polimeri		1.079 1.212
1.715	1.848	1.900			3.254 3.748

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

<u>Il trim.</u> <u>2009</u>	<u>I trim.</u> <u>2010</u>	<u>II trim.</u> <u>2010</u>		<u>I semestre</u> <u>2009 2010</u>	
			Ordini acquisiti		
1.303	1.105	818	Offshore		1.864 1.923
719	1.247	3.534	Onshore		2.340 4.781
15	140	9	Perforazioni mare		331 149
513	186	20	Perforazioni terra		533 206
2.550	2.678	4.381			5.068 7.059

(€ milioni)

	<u>31.12.2009</u>	<u>30.06.2010</u>
Portafoglio ordini	18.730	20.404