



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL PRIMO TRIMESTRE 2010

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted*: €4,33 miliardi (+15,4%)**
- **Utile netto *adjusted*: €1,82 miliardi (+3,6%)**
- **Utile netto: €2,22 miliardi (+16,7%)**
- **Cash flow: €4,55 miliardi**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: +2,1% a 1,816 milioni di barili/giorno**
- **Vendite di gas: -5,7% a 30,51 miliardi di metri cubi**

Roma, 23 aprile 2010 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del primo trimestre 2010¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel primo trimestre 2010 Eni ha conseguito solidi risultati operativi e finanziari in un contesto di mercato ancora difficile. Continuiamo ad investire per la crescita e a migliorare il livello di efficienza con l’obiettivo di creare valore per gli azionisti.”

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

Highlight finanziari

IV trim. 2009	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2009	2010	
2.466	Utile operativo		3.967	4.847	22,2
3.702	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)		3.754	4.331	15,4
391	Utile netto ^(b)		1.904	2.222	16,7
0,11	- per azione (€) ^(c)		0,53	0,61	15,1
0,33	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		1,38	1,69	22,5
1.394	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}		1.759	1.822	3,6
0,38	- per azione (€) ^(c)		0,49	0,50	2,0
1,12	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		1,28	1,38	7,8

(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. 20.

(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*

L'utile operativo *adjusted* di €4,33 miliardi è aumentato del 15,4% rispetto al primo trimestre 2009 per effetto dell'ottima *performance* del settore Exploration & Production, guidata dalla ripresa del prezzo del petrolio e dalla crescita produttiva. Il settore Petrolchimica ha dimezzato le perdite operative. Questi effetti positivi sono stati parzialmente attenuati dalla flessione dell'utile registrata dai settori Refining & Marketing e Gas & Power.

Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* di €1,82 miliardi è aumentato del 3,6% per effetto del miglioramento della *performance* operativa, parzialmente attenuato dall'aumento del *tax rate adjusted* (dal 49% al 53%).

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,78 miliardi hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem e delle infrastrutture di trasporto del gas.

Cash flow

Il flusso di cassa netto da attività operativa di €4,55 miliardi e gli incassi da dismissioni di €729 milioni hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €2,78 miliardi e di ridurre l'indebitamento finanziario netto² di €2 miliardi rispetto a fine 2009 a €21,05 miliardi, nonostante differenze negative di cambio di circa €370 milioni.

Indici di *performance* finanziaria

Il ROACE³ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2010 è del 9,1%. Il *leverage*³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,46 al 31 dicembre 2009 allo 0,39 al 31 marzo 2010.

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

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

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2009	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I trim.		
			2009	2010	Var. %
1.886	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.779	1.816	2,1
1.073	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	1.013	1.011	(0,2)
132	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	131	4,8
28,39	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	32,35	30,51	(5,7)
1,82	di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico		1,49	1,60	7,4
9,42	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	7,78	9,00	15,7
3,00	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	2,79	2,68	(3,9)

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: 1,816 milioni di boe/giorno con una crescita del 2,1% dovuta agli incrementi produttivi registrati in Nigeria, Congo e USA, e al contributo degli avii effettuati nel 2009. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'effetto netto dei minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo e del minore impatto dei tagli OPEC, nonché dalle fermate di impianti per problemi tecnici e dai declini delle produzioni mature in particolare nel Mare del Nord.

Prezzi medi di realizzo

Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è aumentato del 68,5% per effetto della ripresa delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (+71,7% rispetto al primo trimestre 2009). In controtendenza i prezzi di realizzo del gas naturale per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici e della debolezza della domanda.

Gas & Power

Vendite di gas mondo: 30,51 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 5,7%. La *performance* è stata influenzata dalla contrazione delle vendite in Italia (-2,34 miliardi di metri cubi pari al 17,7%) dovuta alla maggiore pressione competitiva nei segmenti termoelettrico, grossisti e industriale. Le vendite all'estero evidenziano un incremento del 2,6% dovuto alla crescita organica ottenuta in Nord Europa, Francia e Belgio.

Refining & Marketing

I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con l'andamento del margine di scenario (margine sul Brent -2,94 \$/barile nel trimestre, pari al 55,1%). La flessione risente del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria, in particolare della ripresa del costo della carica petrolifera in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa dell'eccesso di capacità, della domanda stagnante e dell'elevato livello delle scorte.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del trimestre sono stati influenzati dal sensibile apprezzamento del cambio euro/dollaro (6,3%) che penalizza in particolare i risultati delle consociate estere del settore Exploration & Production che utilizzano il dollaro come moneta funzionale.

Sviluppi di portafoglio

Venezuela

È stato perforato con successo il pozzo Perla 2, situato nel permesso Cardón IV, nell'*offshore* del Golfo del Venezuela. I risultati della perforazione incrementano del 30% la stima delle risorse del giacimento con un ulteriore potenziale di crescita da definire con i prossimi pozzi. Perla si conferma quindi come uno dei più grossi giacimenti a gas scoperti al mondo negli ultimi anni, e il maggiore in Venezuela.

Angola

Sono state effettuate due nuove scoperte a olio nel Blocco *offshore* 15/06 (Eni è operatore, 35%) con i pozzi esplorativi Nzanza-1 e Cinguvu-1. In fase di test, i due pozzi hanno erogato una portata superiore rispettivamente a 1.600 barili/giorno e a 6.400 barili/giorno.

Russia

Nell'ambito della cessione del 51% della *joint-venture* Eni-Enel OOO SeverEnergia a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa avvenuto il 24 settembre 2009, il 31 marzo 2010 Eni ha incassato la seconda *tranche* della transazione pari a €526 milioni (al cambio euro/dollaro di transazione pari a 1,35 corrispondenti a circa 710 milioni di dollari, circa il 75% dell'ammontare complessivo).

Principali avvii produttivi

In linea con i piani produttivi è stata avviata la produzione del giacimento a gas Annamaria B (Eni operatore 90%) fra l'Italia e la Croazia con circa 800 mila metri cubi/giorno. Il *plateau* produttivo è previsto pari a 1,2 milioni di metri cubi al giorno (7.500 barili di olio equivalente).

Altri avvii sono stati conseguiti in Algeria, Cina e Congo.

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 dollari/barile. Anche la domanda europea ed italiana di gas è attesa in leggera ripresa dopo la rilevante flessione dei consumi industriali e termoelettrici registrata nel 2009, contestualmente all'aumento dell'offerta per l'entrata in esercizio di nuova capacità di importazione. Nel *business* della raffinazione, in assenza di un solido recupero dei fondamentali, i margini rimarranno deboli. 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 nel 2010 è prevista in leggero aumento rispetto al 2009, pari a 1,769 milioni di boe/giorno, assumendo uno scenario Brent di 76 dollari/barile, lo stesso livello di tagli OPEC del primo trimestre 2010 e le dismissioni in corso. Il contributo di nuovi avvii in particolare in Italia, Algeria, Norvegia e solo marginalmente del progetto Zubair in Iraq, unitamente alla crescita dei campi avviati nel 2009 principalmente in Nigeria, Angola ed USA, più che compenseranno il declino dei giacimenti maturi.
- **Vendite di gas mondo:** in leggera flessione rispetto al livello 2009 (circa 104 miliardi di metri cubi) per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia parzialmente compensata dalla leggera ripresa della domanda gas in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della 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 linea con il 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009). Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono previste aumentare a fronte della decisione di cessare i contratti di lavorazione presso raffinerie di terzi, al fine di migliorare il tasso di utilizzo degli impianti Eni. Previste azioni di recupero di efficienza per attenuare l'impatto dello scenario.
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono state programmate nuove azioni di *marketing* per consolidare ulteriormente la *leadership* 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 sostanzialmente in linea con il 2009 (€13,69 miliardi nel 2009) e 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 relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2010, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio sulla gestione previsto dall'art.154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2010 e al primo e al quarto trimestre 2009. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2010, e al 31 dicembre 2010. 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 del primo trimestre 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 del Relazione finanziaria annuale 2009 "Principi contabili e interpretazioni emessi dallo *IASB/IFRIC* e omologati dalla Commissione Europea" a 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 di euro) è stato riclassificato dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alle voci "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.

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

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

Disclaimer

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

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

* * *

Contatti societari

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Investor Relations

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

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

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: ufficio.stampa@eni.com

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

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - **Fax:** +39 0659822141

*Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2010 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Sintesi dei risultati del primo trimestre

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
22.077	Ricavi della gestione caratteristica	23.741	24.804	4,5
2.466	Utile operativo	3.967	4.847	22,2
(135)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	125	(409)	
1.371	Esclusione <i>special item</i> :	(338)	(107)	
	<i>di cui:</i>			
250	- oneri (proventi) non ricorrenti			
1.121	- altri <i>special item</i>	(338)	(107)	
3.702	Utile operativo adjusted	3.754	4.331	15,4
391	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.904	2.222	16,7
(31)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	91	(280)	
1.034	Esclusione <i>special item</i> :	(236)	(120)	
	<i>di cui:</i>			
250	- oneri (proventi) non ricorrenti			
784	- altri <i>special item</i>	(236)	(120)	
1.394	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.759	1.822	3,6
287	Utile netto adjusted delle interessenze di terzi	206	197	(4,4)
1.681	Utile netto adjusted	1.965	2.019	2,7
	Dettaglio per settore di attività ^(a)			
1.019	Exploration & Production	908	1.245	37,1
852	Gas & Power	988	955	(3,3)
(118)	Refining & Marketing	68	(30)	..
(85)	Petrolchimica	(95)	(43)	54,7
229	Ingegneria & Costruzioni	223	197	(11,7)
(83)	Altre attività	(25)	(61)	..
(95)	Corporate e società finanziarie	(174)	(202)	(16,1)
(38)	Effetto eliminazione utili interni ^(b)	72	(42)	
	Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,11	per azione (€)	0,53	0,61	15,1
0,33	per ADR (\$)	1,38	1,69	22,5
	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,38	per azione (€)	0,49	0,50	2,0
1,12	per ADR (\$)	1,28	1,38	7,8
3.622,4	Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c)	3.622,4	3.622,4	
1.481	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.443	4.554	(16,3)
3.894	Investimenti tecnici	3.147	2.779	(11,7)

(a) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag. 20.

(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

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
74,57	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	44,40	76,24	71,7
1,478	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,302	1,384	6,3
50,45	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	34,10	55,09	61,6
1,24	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	5,34	2,40	(55,1)
1,80	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	6,28	3,20	(49,0)
0,84	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,10	1,74	(57,6)
0,7	Euribor - a tre mesi (%)	2,0	0,6	(70,0)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,2	0,3	(79,8)

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

(b) Fonte: BCE.

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

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** del primo trimestre 2010 di €2.222 milioni è aumentato di €318 milioni rispetto al primo trimestre 2009, pari al 16,7%, per effetto dell'aumento di €880 milioni della *performance* operativa (+22,2%) conseguita essenzialmente dal settore Exploration & Production grazie all'aumento del prezzo del petrolio e alla crescita produttiva. Il miglioramento operativo è stato parzialmente compensato dall'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 48,3 al 49,9%.

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.822 milioni è aumentato di €63 milioni rispetto al primo trimestre 2009 (+3,6%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €280 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €120 milioni, con un effetto complessivo di -€400 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente a plusvalenze nette sulla cessione di *asset* non strategici realizzate dal settore Exploration & Production, nonché a oneri per incentivazione all'esodo e ad accantonamenti di oneri ambientali.

Risultati per settore

L'aumento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+€337 milioni; +37,1%). Il miglioramento riflette la maggiore *performance* operativa (+€945 milioni, pari al 43,5%) dovuta all'aumento del prezzo di realizzo in dollari del petrolio (+68,5%) e alla maggiore produzione venduta (+1,4%), nonché ai minori costi di ricerca esplorativa parzialmente compensati dall'aumento dei costi operativi e degli ammortamenti di sviluppo, nonché dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+6,3%). Il *tax rate* è aumentato di 1,7 punti percentuali (dal 58,6% al 60,3%).
- **Petrochimica** (+€52 milioni). Il settore registra minori perdite nette (da -€95 milioni a -€43 milioni) per effetto del miglioramento operativo (+€52 milioni) guidato dalla ripresa della domanda dei prodotti e dai recuperi di efficienza.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Refining & Marketing** che riporta la perdita netta *adjusted* di €30 milioni con un peggioramento di -€98 milioni. Tale andamento riflette la flessione dell'utile operativo (-€149 milioni) dovuta all'andamento negativo dell'attività di raffinazione a causa della debolezza dello scenario margini e, in minore misura, alla flessione dei risultati delle attività commerciali in Italia.
- **Gas & Power** (-€33 milioni; -3,3%). La flessione riflette il peggioramento dell'utile operativo (-€96 milioni, pari al 7%) dovuto alla minore *performance* dell'attività Mercato, parzialmente attenuata dal miglioramento del *tax rate* (+2,2 punti percentuali).

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato⁴

(€ milioni)

	31.12.2009	31.03.2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato ^(a)			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	62.033	2.268
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.873	137
Attività immateriali	11.469	11.446	(23)
Partecipazioni	6.244	6.026	(218)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.300	39
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(749)	(612)	137
	79.726	82.066	2.340
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.495	5.517	22
Crediti commerciali	14.916	17.803	2.887
Debiti commerciali	(10.078)	(12.001)	(1.923)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(4.003)	(2.015)
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(10.644)	(325)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(3.968)	(3.297)	671
	(5.942)	(6.625)	(683)
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(964)	(20)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	897	631
Capitale investito netto	73.106	75.374	2.268
Patrimonio netto di Eni	46.073	50.099	4.026
Interessenze di terzi	3.978	4.223	245
	50.051	54.322	4.271
Indebitamento finanziario netto	23.055	21.052	(2.003)
Coperture	73.106	75.374	2.268

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRIC12, si rinvia alla nota metodologica di pag. 5, secondo paragrafo.

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,348 al 31 marzo 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -7%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2010, un aumento del capitale investito netto di circa €2.240 milioni, del patrimonio netto di circa €1.870 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €370 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€82.066 milioni) è aumentato di €2.340 milioni rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento sui cambi, degli investimenti tecnici del trimestre (€2.779 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€2.184 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€6.625 milioni) è diminuito di €683 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto relativo allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e dall'incremento dei fondi rischi ed oneri per effetto cambio, parzialmente compensati dall'aumento del capitale circolante commerciale.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€897 milioni) riguardano i seguenti asset: le attività minerarie Italia conferite alle società Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA, la società Distri RE SA, nonché il gasdotto GreenStream per il quale è prevista la cessione di una quota.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€54.322 milioni) è aumentato di €4.271 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€4.276 milioni) dato dall'utile di conto economico di €2.419 milioni e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo.

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

Rendiconto finanziario riclassificato⁵

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. ass.
678	Utile netto	2.110	2.419	309
	<i>a rettifica:</i>			
3.282	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.238	1.901	(337)
58	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	(169)	(12)
1.766	- dividendi, interessi e imposte	1.929	2.471	542
(1.691)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	964	(370)	(1.334)
<u>(2.612)</u>	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	<u>(1.641)</u>	<u>(1.698)</u>	<u>(57)</u>
1.481	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.443	4.554	(889)
(3.894)	Investimenti tecnici	(3.147)	(2.779)	368
(46)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.039)	(39)	2.000
28	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	182	729	547
214	Altre variazioni relative all'attività di investimento	1.745	(118)	(1.863)
<u>(2.217)</u>	Free cash flow	<u>2.184</u>	<u>2.347</u>	<u>163</u>
13	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	102	(88)	(190)
2.167	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(2.380)	(1.484)	896
(86)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2)	13	15
(13)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	2	49	47
<u>(136)</u>	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	<u>(94)</u>	<u>837</u>	<u>931</u>

VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. ass.
(2.217)	Free cash flow	2.184	2.347	163
(212)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(334)	(357)	(23)
(86)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2)	13	15
<u>(2.515)</u>	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	<u>1.848</u>	<u>2.003</u>	<u>155</u>

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** (€4.554 milioni) e gli incassi da dismissioni (€729 milioni) hanno coperto i fabbisogni connessi principalmente agli investimenti tecnici (€2.779 milioni) determinando una riduzione di €2.003 milioni dell'indebitamento finanziario netto. Le dismissioni hanno riguardato *asset* non strategici nella divisione Exploration & Production, nonché l'incasso della seconda *tranche* dell'operazione di disinvestimento del 51% della *joint-venture* OOO SeverEnergia a Gazprom (€526 milioni).

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel primo trimestre 2010.

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

Exploration & Production

IV trim. 2009	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2009	2010	
6.648	Ricavi della gestione caratteristica		6.145	7.385	20,2
2.411	Utile operativo		2.374	3.297	38,9
393	Esclusione <i>special item</i> :		(201)	(179)	
403	- svalutazioni di asset e altre attività				
8	- plusvalenze nette su cessione di asset		(163)	(160)	
20	- oneri per incentivazione all'esodo		2	2	
(38)	- componente valutativa dei derivati su commodity		(40)	(21)	
2.804	Utile operativo adjusted		2.173	3.118	43,5
(57)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		33	(49)	
24	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(12)	67	
(1.752)	Imposte sul reddito ^(a)		(1.286)	(1.891)	
63,2	Tax rate (%)		58,6	60,3	
1.019	Utile netto adjusted		908	1.245	37,1
	I risultati includono:				
2.436	- ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:		1.686	1.680	(0,4)
350	ammortamenti di ricerca esplorativa		478	312	(34,7)
269	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		376	231	(38,6)
81	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		102	81	(20,6)
2.490	Investimenti tecnici		2.148	1.964	(8,6)
	di cui:				
284	- ricerca esplorativa ^(b)		380	256	(32,6)
	Produzioni ^{(c)(d)}				
1.073	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	1.013	1.011	(0,2)
132	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	131	4,8
1.886	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.779	1.816	2,1
	Prezzi medi di realizzo				
68,42	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	42,09	70,93	68,5
183,52	Gas naturale	(\$/kmc)	249,38	202,36	(18,9)
52,24	Idrocarburi	(\$/boe)	41,46	54,28	30,9
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
74,57	Brent dated	(\$/bbl)	44,40	76,24	71,7
50,45	Brent dated	(€/bbl)	34,10	55,09	61,6
76,06	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	42,97	78,67	83,1
153,27	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	161,39	181,90	12,7

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 35.

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

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel primo trimestre 2010 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.118 milioni con un incremento di €945 milioni rispetto al primo trimestre 2009, pari al 43,5%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio (+68,5%) e della produzione venduta (+2,1 milioni di boe). Sui risultati ha inciso anche la riduzione dei costi di ricerca esplorativa.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori costi operativi e ammortamenti in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti; (ii) dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €60 milioni); (iii) dalla riduzione del prezzo di realizzo in dollari del gas (-18,9%).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €179 milioni di proventi netti relativi a plusvalenze sulla cessione di asset non strategici, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

L'**utile netto adjusted** di €1.245 milioni è aumentato di €337 milioni rispetto al primo trimestre 2009 per effetto

del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni, parzialmente compensati dall'incremento del *tax rate* dal 58,6% al 60,3% (1,7 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Andamento operativo

La **produzione di idrocarburi** del primo trimestre 2010 è stata di 1,816 milioni di boe/giorno con una crescita del 2,1% dovuta agli incrementi produttivi registrati in Nigeria, Congo e USA, e al contributo degli avvii effettuati nel 2009. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'effetto netto dai minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo e dal minore impatto dei tagli OPEC, nonché dalle fermate di impianti per problemi tecnici e dai declini delle produzioni mature in particolare nel Mare del Nord. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel primo trimestre 2009).

La **produzione di petrolio** (1.011 mila barili/giorno) è sostanzialmente in linea con il 2009 (-0,2%). La crescita organica registrata in Nigeria per effetto del *ramp-up* del progetto Oyo (Eni 40%) e del minore impatto dei problemi di sicurezza, e in Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%) è stata compensata dal declino di giacimenti maturi nel Mare del Nord e da fermate per problemi tecnici in Algeria, nonché dall'impatto netto dell'effetto prezzo nei *PSA* e dei minori tagli OPEC in particolare in Angola e in Nigeria.

La **produzione di gas naturale** (131 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 6 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4,8%. I principali incrementi hanno riguardato la Nigeria e gli USA per crescita organiche, nonché i maggiori ritiri in Libia. Le principali riduzioni sono state registrate in Egitto e nel Mare del Nord.

Nel trimestre il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** di 54,28 \$/barile è aumentato in media del 30,9% a seguito dell'andamento favorevole delle quotazioni dei greggi (il *marker Brent* è aumentato del 71,7%), a fronte della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del gas (-18,9%) dovuta ai *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici ed alla debolezza della domanda.

Il prezzo di realizzo del petrolio Eni nel trimestre è stato ridotto in media di 1,13 \$/barile per effetto degli strumenti derivati relativi alla vendita di 7,1 milioni di barili, parte di quelli posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (30,4 milioni di barili residui a fine marzo 2010).

IV trim. 2009	PETROLIO		I trim.	
			2009	2010
95,4	Volumi venduti	(milioni di barili)	92,9	85,8
10,5	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		10,5	7,1
69,88	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	40,63	72,06
(1,46)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		1,46	(1,13)
68,42	Prezzo medio di realizzo		42,09	70,93

Gas & Power

IV trim. 2009	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		
			2009	2010	Var. %
7.468	Ricavi della gestione caratteristica		11.849	8.708	(26,5)
1.004	Utile operativo		1.253	1.316	5,0
(9)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		276	(81)	
132	Esclusione <i>special item</i> :		(166)	32	
1	- oneri ambientali		2	5	
27	- svalutazioni			10	
(1)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
115	- accantonamenti a fondo rischi				
13	- oneri per incentivazione all'esodo		3	6	
(23)	- componente valutativa dei derivati su commodity		(171)	11	
1.127	Utile operativo adjusted		1.363	1.267	(7,0)
549	Mercato		774	614	(20,7)
487	Business regolati Italia ^(a)		469	533	13,6
91	Trasporto Internazionale		120	120	
4	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(6)	(2)	
94	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		100	100	
(373)	Imposte sul reddito ^(b)		(469)	(410)	
30,4	Tax rate (%)		32,2	30,0	
852	Utile netto adjusted		988	955	(3,3)
591	Investimenti tecnici		390	310	(20,5)
	Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
24,31	Vendite delle società consolidate		28,36	26,45	(6,7)
10,01	- Italia (inclusi autoconsumi)		13,21	10,87	(17,7)
14,14	- Resto d'Europa		15,03	15,45	2,8
0,16	- Extra Europa		0,12	0,13	8,3
2,26	Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,50	2,46	(1,6)
26,57	Totale vendite e autoconsumi G&P		30,86	28,91	(6,3)
1,82	E&P in Europa e Golfo del Messico		1,49	1,60	7,4
28,39	Totale vendite mondo		32,35	30,51	(5,7)
	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)			
21,56	Trasporto di gas naturale in Italia		20,29	23,98	18,2
9,82	Per conto Eni		10,42	10,21	(2,0)
11,74	Per conto Terzi		9,87	13,77	39,5
9,42	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	7,78	9,00	15,7

(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 primo trimestre 2010 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.267 milioni con una diminuzione di €96 milioni rispetto al primo trimestre 2009, pari al 7%, per effetto del minore risultato dell'attività Mercato. L'utile operativo del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti *reporting period* su strumenti derivati su *commodity* e cambio privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di €21 milioni e associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel primo 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'*EBITDA* pro-forma *adjusted* che in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi (od oneri) avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 16). Tale misura alternativa di *performance* evidenzia una significativa flessione del Mercato a causa dell'intensificarsi della pressione competitiva nel Mercato Italia con vendite (-17,7%) e margini in calo, nonché dell'andamento negativo dello scenario, parzialmente attenuati dall'effetto di rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione sul *supply*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €32 milioni di oneri netti si riferiscono alla principale componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (€11 milioni) dell'attività Mercato e a oneri per esodi, ambientali e a svalutazioni minori.

L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2010 di €955 milioni è diminuito di €33 milioni rispetto al primo trimestre 2009 (-3,3%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa, parzialmente compensato dalla riduzione del *tax rate adjusted* (dal 32,2% al 30%).

Andamento operativo

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2010 di €614 milioni è diminuito di €160 milioni rispetto al primo trimestre 2009, pari al 20,7%. 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) la rilevante contrazione dei volumi nel Mercato Italia (-2,34 miliardi di metri cubi, pari al 17,7%) e la flessione dei margini per effetto della pressione competitiva;
 - (ii) l'effetto scenario negativo riferito ai parametri energetici di riferimento contenuti nelle formule prezzo.
- Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto di rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione nel *supply*.

VENDITE DI GAS

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
10,01	ITALIA	13,21	10,87	(17,7)
1,47	- Grossisti	2,81	1,93	(31,3)
0,41	- Gas release	0,41	0,40	(2,4)
1,35	- PSV e borsa	0,10	1,04	..
1,62	- Industriali	2,12	1,58	(25,5)
0,39	- PMI e terziario	0,48	0,52	8,3
1,29	- Termoelettrici	2,65	0,75	(71,7)
1,98	- Residenziali	3,13	3,11	(0,6)
1,50	- Autoconsumi	1,51	1,54	2,0
18,38	VENDITE INTERNAZIONALI	19,14	19,64	2,6
15,97	Resto d'Europa	17,18	17,61	2,5
2,64	- Importatori in Italia	3,41	3,22	(5,6)
13,33	- Mercati europei	13,77	14,39	4,5
1,64	<i>Penisola Iberica</i>	1,55	1,63	5,2
1,59	<i>Germania - Austria</i>	1,73	1,82	5,2
4,75	<i>Belgio</i>	5,10	5,22	2,4
0,82	<i>Ungheria</i>	1,29	1,09	(15,5)
1,31	<i>Nord Europa</i>	0,97	1,41	45,4
1,30	<i>Turchia</i>	1,30	0,98	(24,6)
1,53	<i>Francia</i>	1,34	1,77	32,1
0,39	<i>altro</i>	0,49	0,47	(4,1)
0,59	Mercati extra europei	0,47	0,43	(8,5)
1,82	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,49	1,60	7,4
28,39	TOTALE VENDITE GAS MONDO	32,35	30,51	(5,7)

Le **vendite di gas naturale** del primo trimestre 2010 sono state di 30,51 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 diminuzione di 1,84 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2009, pari al 5,7%, 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 10,87 miliardi di metri cubi con un decremento di 2,34 miliardi di metri cubi, pari al 17,7%, a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza anche in relazione alla maggiore disponibilità di gas nel mercato dovuta all'entrata in esercizio nel quarto trimestre 2009 del terminale di rigassificazione di GNL *offshore* nell'Alto Adriatico e alla piena operatività dei potenziamenti dei gasdotti di importazione. Il calo delle vendite ha riguardato in particolare il settore termoelettrico (-1,90 miliardi di metri cubi), le vendite ai grossisti (-0,88 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, il settore industriale (-0,54 miliardi di metri cubi). Sostanzialmente invariate le vendite ai residenziali.

Le vendite internazionali di 19,64 miliardi di metri cubi sono aumentate di 0,50 miliardi di metri cubi (+2,6%) per effetto della crescita organica nei mercati *target* del resto d'Europa (+0,62 miliardi di metri cubi, pari al 4,5%), in particolare Nord Europa (+0,44 miliardi di metri cubi), Francia (+0,43 miliardi di metri cubi) per le azioni commerciali in atto, e Belgio (+0,12 miliardi di metri cubi); in flessione le vendite in Turchia (-0,32 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,20 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di energia elettrica** del primo trimestre 2010 di 9 TWh sono aumentate del 15,7% rispetto al primo trimestre 2009, e hanno riguardato principalmente i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica. In lieve diminuzione rispetto al 2009 le vendite sul mercato libero, principalmente a causa della flessione del segmento grossisti. In aumento le vendite ai segmenti *large* e *retail*, che hanno beneficiato delle campagne di *marketing* attuate supportate da una maggiore disponibilità di energia da produzioni.

Business regolati Italia

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2010 di €533 milioni è aumentato di €64 milioni rispetto al primo trimestre 2009, pari al 13,6%, per effetto del nuovo sistema tariffario che riconosce il *fuel gas* e dei maggiori volumi trasportati per effetto della ripresa della domanda gas in Italia (+€58 milioni). I risultati dell'attività di distribuzione (€120 milioni) si attestano sugli stessi valori del 2009. L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €90 milioni (€84 milioni nel primo trimestre 2009).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** del primo trimestre 2010 di 23,98 miliardi di metri cubi sono aumentati di 3,69 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2009, pari al 18,2%.

Nell'ambito dell'attività di **stoccaggio** sono stati erogati 4,83 miliardi di metri cubi di gas (+1,22 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2009) e sono stati immessi in giacimento 0,26 miliardi di metri cubi (+0,23 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Altre misure di performance

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

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
1.159	EBITDA proforma adjusted	1.720	1.432	(16,7)
623	Mercato	1.184	856	(27,7)
(143)	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	175	21	
363	Business regolati Italia	343	379	10,5
173	Trasporto internazionale	193	197	2,1

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'*EBITDA* delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 31 marzo 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* proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi 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* proforma *adjusted*. Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'*EBITDA adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

Refining & Marketing

IV trim. 2009	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		
			2009	2010	Var. %
9.066	Ricavi della gestione caratteristica		6.386	9.346	46,4
(423)	Utile operativo ^(a)		240	105	(56,3)
(152)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(209)	(232)	
379	Esclusione <i>special item</i> :		24	33	
31	- oneri ambientali		7	17	
325	- svalutazioni		6	22	
(1)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	(10)	
2	- accantonamenti a fondo rischi				
11	- oneri per incentivazione all'esodo		5	2	
11	- componente valutativa dei derivati su commodity		7	2	
(196)	Utile operativo adjusted		55	(94)	..
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)				
14	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		35	45	
64	Imposte sul reddito ^(b)		(22)	19	
35,2	Tax rate (%)		24,4	..	
(118)	Utile netto adjusted		68	(30)	..
254	Investimenti		85	118	38,8
	Margine di raffinazione				
1,24	Brent	(\$/bbl)	5,34	2,40	(55,1)
0,84	Brent	(€/bbl)	4,10	1,74	(57,6)
1,80	Brent/Ural	(\$/bbl)	6,28	3,20	(49,0)
	Lavorazioni e vendite	(milioni di tonnellate)			
5,97	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		5,72	5,86	2,4
7,30	Lavorazioni in conto proprio in Italia		7,05	6,88	(2,4)
1,31	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		1,28	1,26	(1,6)
8,61	Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero		8,33	8,14	(2,3)
2,26	Rete Italia		2,10	2,01	(4,3)
0,74	Rete resto d'Europa		0,69	0,67	(2,9)
3,00	Rete Europa		2,79	2,68	(3,9)
2,47	Extrarete Italia		2,41	2,04	(15,4)
0,96	Extrarete resto d'Europa		0,91	0,86	(5,5)
3,43	Extrarete Europa		3,32	2,90	(12,7)
0,10	Extrarete altro estero		0,09	0,09	
5,59	Altre vendite		4,77	5,20	9,0
12,12	TOTALE VENDITE		10,97	10,87	(0,9)
	Vendite per area geografica				
6,90	Italia		6,18	6,17	(0,2)
1,70	Resto d'Europa		1,60	1,53	(4,4)
3,52	Altro estero		3,19	3,17	(0,6)

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

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel primo trimestre 2010 il settore Refining & Marketing ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €94 milioni, a fronte dell'utile operativo di €55 milioni nel primo trimestre 2009. Il peggioramento di €149 milioni riflette il calo del margine di raffinazione a causa del peggioramento del rapporto tra i prezzi dei prodotti e il costo della carica in relazione ai deboli fondamentali (eccesso di capacità, domanda debole ed elevato livello delle scorte), parzialmente compensato dal miglioramento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti.

In lieve flessione la *performance* delle attività commerciali dovuta al calo della domanda che ha penalizzato i volumi venduti sui mercati rete ed extrarete, sia in Italia sia nel resto d'Europa, e della quota di mercato rete Italia.

Gli *special item* del trimestre (€33 milioni) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi, oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

La **perdita netta *adjusted*** del primo trimestre 2010 è stata di €30 milioni con un peggioramento di €98 milioni per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa solo parzialmente compensato dai maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2010 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 8,14 milioni di tonnellate con una riduzione del 2,3% rispetto al primo trimestre 2009. In Italia la riduzione dei volumi (-2,4%) riflette la cessazione di un contratto di lavorazione presso raffinerie terze. All'estero la flessione (-1,6%) ha riguardato in particolare gli impianti in Repubblica Ceca per effetto del calo della domanda di prodotti. Il tasso di utilizzo delle raffinerie Italia è in flessione in particolare negli impianti di Taranto, Sannazzaro e Gela.

Le **vendite sulla rete in Italia** (2,01 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari al 4,3%, per effetto del calo delle vendite di benzina e gasolio che hanno risentito della debolezza della domanda. La quota di mercato media del trimestre è del 30,5% in diminuzione di 1 punto percentuale rispetto al primo trimestre 2009 (31,5%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 370 mila tonnellate, pari al 15,4%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria che riflette la debolezza della congiuntura economica.

Le **vendite sul mercato rete nel resto d'Europa** (circa 670 mila tonnellate) sono diminuite di circa 20 mila tonnellate, pari al 2,9%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Germania, Ungheria e Repubblica Ceca.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** (circa 860 mila tonnellate) sono diminuite di circa 50 mila tonnellate essenzialmente in Repubblica Ceca, Svizzera e Slovenia.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
22.077	Ricavi della gestione caratteristica	23.741	24.804	4,5
284	Altri ricavi e proventi	360	285	(20,8)
(16.728)	Costi operativi	(17.973)	(18.096)	(0,7)
(250)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti			
94	Altri proventi e oneri operativi	17	38	..
(3.261)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.178)	(2.184)	(0,3)
2.466	Utile operativo	3.967	4.847	22,2
(157)	Proventi (oneri) finanziari netti	(30)	(245)	..
17	Proventi netti su partecipazioni	144	225	56,3
2.326	Utile prima delle imposte	4.081	4.827	(18,3)
(1.648)	Imposte sul reddito	(1.971)	(2.408)	(22,2)
n.s.	Tax rate (%)	48,3	49,9	
678	Utile netto di competenza	2.110	2.419	14,6
391	- Azionisti Eni	1.904	2.222	16,7
287	- Interessenze di terzi	206	197	(4,4)
391	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.904	2.222	16,7
(31)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	91	(280)	
1.034	Esclusione special item	(236)	(120)	
	di cui:			
250	- oneri (proventi) non ricorrenti			
784	- altri special item	(236)	(120)	
1.394	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	1.759	1.822	3,6

(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 del 34%.

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

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

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

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

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

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

(€ milioni)

Primo trimestre 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									1.822
Utile netto di competenza azionisti Eni									2.222
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(280)
Esclusione special item									(120)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.822

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2009

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

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	2.411	1.004	(423)	(161)	27	(177)	(153)	(62)	2.466
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(9)	(152)	26					(135)
Esclusione special item:									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item:	393	132	379	31	7	111	68		1.121
oneri ambientali		1	31			108	54		194
svalutazioni	403	27	325	24	2	(1)			780
plusvalenze nette su cessione di asset	8	(1)	(1)		7				13
accantonamenti a fondo rischi		115	2						117
oneri per incentivazione all'esodo	20	13	11	7		4	18		73
componente valutativa dei derivati su commodity	(38)	(23)	11		(2)				(52)
altro							(4)		(4)
Special item dell'utile operativo	393	132	379	31	257	111	68		1.371
Utile operativo adjusted	2.804	1.127	(196)	(104)	284	(66)	(85)	(62)	3.702
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	4				(16)	(88)		(157)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	24	94	14		20	(1)			151
Imposte sul reddito ^(a)	(1.752)	(373)	64	19	(75)		78	24	(2.015)
Tax rate (%)	63,2	30,4	..		24,7				54,5
Utile netto adjusted	1.019	852	(118)	(85)	229	(83)	(95)	(38)	1.681
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									287
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.394
Utile netto di competenza azionisti Eni									391
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(31)
Esclusione special item									1.034
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									784
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.394

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.	
		2009	2010
250	Oneri (proventi) non ricorrenti		
250	di cui: <i>stima onere della possibile transazione TSKJ</i>		
1.121	Altri <i>special item</i>:	(338)	(107)
780	svalutazioni	7	32
194	oneri ambientali	9	22
13	plusvalenze nette su cessione di <i>asset</i>	(165)	(170)
117	accantonamenti a fondo rischi		
73	oneri per incentivazione all'esodo	16	17
(52)	componente valutativa dei derivati su <i>commodity</i>	(205)	(10)
(4)	altro		2
1.371	<i>Special item</i> dell'utile operativo	(338)	(107)
148	Oneri (proventi) su partecipazioni	(10)	
(485)	Imposte sul reddito	112	(13)
	di cui:		
72	svalutazione imposte anticipate E&P		
(192)	altri		
(365)	fiscalità su <i>special item</i> dell'utile operativo	112	(13)
1.034	Totale <i>special item</i> dell'utile netto	(236)	(120)

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
2.804	Exploration & Production	2.173	3.118	43,5
1.127	Gas & Power	1.363	1.267	(7,0)
(196)	Refining & Marketing	55	(94)	..
(104)	Petrolchimica	(111)	(59)	46,8
284	Ingegneria & Costruzioni	272	289	6,3
(66)	Altre attività	(55)	(57)	(3,6)
(85)	Corporate e società finanziarie	(58)	(65)	(12,1)
(62)	Effetto eliminazione utili interni	115	(68)	
3.702		3.754	4.331	15,4

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
6.648	Exploration & Production	6.145	7.385	20,2
7.468	Gas & Power	11.849	8.708	(26,5)
9.066	Refining & Marketing	6.386	9.346	46,4
1.136	Petrolchimica	878	1.476	68,1
2.400	Ingegneria & Costruzioni	2.415	2.512	4,0
21	Altre attività	26	25	(3,8)
359	Corporate e società finanziarie	309	302	(2,3)
(50)	Effetto eliminazione utili interni	(14)	64	
(4.971)	Elisioni di consolidamento	(4.253)	(5.014)	
22.077		23.741	24.804	4,5

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
15.636	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.983	17.051	0,4
250	di cui - oneri non ricorrenti			
411	- altri special item	9	37	
1.092	Costo lavoro	990	1.045	5,6
73	di cui - incentivi per esodi agevolati e altro	16	17	
16.728		17.973	18.096	0,7

Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.	
		2009	2010
37	Exploration & Production	44	21
(1)	- componente realizzata	4	
38	- componente valutativa	40	21
78	Gas & Power	(36)	19
55	- componente realizzata	(207)	30
23	- componente valutativa	171	(11)
(21)	Refining & Marketing	3	(5)
(10)	- componente realizzata	10	(3)
(11)	- componente valutativa	(7)	(2)
1	Petrolchimica	9	1
1	- componente realizzata	6	1
	- componente valutativa	3	
(1)	Ingegneria & Costruzioni	(3)	2
(3)	- componente realizzata	(1)	
2	- componente valutativa	(2)	2
94	Totale	17	38
42	- componente realizzata	(188)	28
52	- componente valutativa	205	10

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
2.064	Exploration & Production	1.686	1.680	(0,4)
261	Gas & Power	240	244	1,7
109	Refining & Marketing	99	80	(19,2)
19	Petrolchimica	24	19	(20,8)
111	Ingegneria & Costruzioni	107	114	6,5
	Altre attività		1	
22	Corporate e società finanziarie	19	18	(5,3)
(5)	Effetto eliminazione utili interni	(4)	(4)	
2.581	Ammortamenti	2.171	2.152	(0,9)
680	Svalutazioni	7	32	
3.261		2.178	2.184	0,3

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo trimestre 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	56	98	32	2	(4)	184
Dividendi	12	2	28			42
Altri proventi netti	(1)					(1)
	67	100	60	2	(4)	225

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. ass.
Utile ante imposte				
(146)	Italia	1.595	1.151	(444)
2.472	Estero	2.486	3.676	1.190
2.326		4.081	4.827	746
Imposte sul reddito				
(3)	Italia	666	450	(216)
1.651	Estero	1.305	1.958	653
1.648		1.971	2.408	437
Tax rate (%)				
n.s.	Italia	41,8	39,1	(2,7)
66,8	Estero	52,5	53,3	0,8
n.s.		48,3	49,9	1,6

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "Leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo 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	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	23.723	(1.077)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.736	7.708	972
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.064	16.015	(2.049)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(2.445)	(837)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(57)	7
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(169)	(96)
Indebitamento finanziario netto	23.055	21.052	(2.003)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.051	54.322	4.271
Leverage	0,46	0,39	(0,07)

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2010

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2010 ^(a)
Eni SpA	525
Eni Coordination Center SA	482
	1.007

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

ROACE (Return On Average Capital Employed)

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

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 marzo 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	4.215	2.883	(295)	6.211
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	316
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	4.215	2.883	(295)	6.527
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	33.667	22.300	7.120	68.534
- a fine periodo	34.572	25.107	7.306	74.812
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	34.120	23.704	7.213	71.673
ROACE <i>adjusted</i> (%)	12,4	12,2	(4,1)	9,1

(€ 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
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608	2.445
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	348	346
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	23.660
Rimanenze	5.495	5.517
Attività per imposte sul reddito correnti	753	371
Attività per altre imposte correnti	1.270	937
Altre attività	1.307	1.362
	31.129	34.638
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	59.765	62.033
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.736	1.873
Attività immateriali	11.469	11.446
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828	5.592
Altre partecipazioni	416	434
Altre attività finanziarie	1.148	1.077
Attività per imposte anticipate	3.558	3.603
Altre attività	1.938	2.004
	85.858	88.062
Attività destinate alla vendita	542	1.253
TOTALE ATTIVITÀ	117.529	123.953
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.545	4.535
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191	3.173
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	20.383
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291	1.619
Passività per altre imposte correnti	1.431	2.162
Altre passività	1.856	1.925
	30.488	33.797
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.064	16.015
Fondi per rischi e oneri	10.319	10.644
Fondi per benefici ai dipendenti	944	964
Passività per imposte differite	4.907	5.106
Altre passività	2.480	2.749
	36.714	35.478
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276	356
TOTALE PASSIVITÀ	67.478	69.631
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	3.978	4.223
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve	46.269	50.432
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Acconto sul dividendo	(1.811)	
Utile dell'esercizio	4.367	2.419
Totale patrimonio netto di Eni	46.073	50.099
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051	54.322
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529	123.953

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	I trim.	
	2009	2010
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	23.741	24.804
Altri ricavi e proventi	360	285
Totale ricavi	24.101	25.089
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.983	17.051
Costo lavoro	990	1.045
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	17	38
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	2.178	2.184
UTILE OPERATIVO	3.967	4.847
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	2.087	1.363
Oneri finanziari	(2.095)	(1.422)
Strumenti derivati	(22)	(186)
	(30)	(245)
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI		
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	113	184
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	31	41
	144	225
UTILE ANTE IMPOSTE	4.081	4.827
Imposte sul reddito	(1.971)	(2.408)
Utile netto	2.110	2.419
Di competenza:		
- azionisti Eni	1.904	2.222
- interessenze di terzi	206	197
	2.110	2.419
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
- semplice	0,53	0,61
- diluito	0,53	0,61

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I trim.	
	2009	2010
Utile netto	2.110	2.419
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.120	1.870
Variazione <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	36	(23)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(17)	10
Totale altre componenti dell'utile complessivo	1.139	1.857
Totale utile complessivo	3.249	4.276
Di competenza:		
- azionisti Eni	3.044	4.036
- interessenze di terzi	205	240
	3.249	4.276

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

	I trim.	
	2009	2010
Utile netto	2.110	2.419
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti	2.171	2.152
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	7	32
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	113	(184)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	(169)
Dividendi	(17)	(43)
Interessi attivi	(240)	(39)
Interessi passivi	215	145
Imposte sul reddito	1.971	2.408
Altre variazioni	(43)	(95)
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	1.341	(120)
- crediti commerciali	245	(1.930)
- debiti commerciali	(427)	1.436
- fondi per rischi e oneri	6	56
- altre attività e passività	(201)	188
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	964	(370)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(10)	(4)
Dividendi incassati	17	35
Interessi incassati	75	47
Interessi pagati	(121)	(143)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.612)	(1.637)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.443	4.554
Investimenti:		
- attività materiali	(2.742)	(2.447)
- attività immateriali	(405)	(332)
- partecipazioni	(48)	(39)
- titoli	(1)	(4)
- crediti finanziari	(676)	(366)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	1.794	(104)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.078)</i>	<i>(3.292)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	27	203
- attività immateriali	145	
- partecipazioni	10	526
- titoli	87	6
- crediti finanziari	611	306
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	32	(44)
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>912</i>	<i>997</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(1.166)	(2.295)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

	I trim.	
	2009	2010
Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.867	22
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.718)	(2.198)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.529)	692
	(2.380)	(1.484)
Apporti netti di capitale proprio da terzi	(2)	
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		13
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(1.991)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.373)	(1.471)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	2	49
Flusso di cassa netto del periodo	(94)	837
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.939	1.608
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.845	2.445

(*) 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)

	I trim.	
	2009	2010
Investimenti finanziari:		
- titoli	(1)	
- crediti finanziari	(183)	(106)
	(184)	(106)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	72	6
- crediti finanziari	214	12
	286	18
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	102	(88)

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.		
		2009	2010	Var. %
2.490	Exploration & Production	2.148	1.964	(8,6)
591	Gas & Power	390	310	(20,5)
254	Refining & Marketing	85	118	38,8
64	Petrolchimica	9	26	..
409	Ingegneria & Costruzioni	495	412	(16,8)
25	Altre attività	6	9	50,0
22	Corporate e società finanziarie	10	17	70,0
39	Elisioni di consolidamento	4	(77)	
3.894		3.147	2.779	(11,7)

Gli **investimenti tecnici** di €2.779 milioni (€3.147 milioni nel primo trimestre 2009) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.693 milioni), in particolare in Congo, Kazakhstan, Algeria, Egitto, Stati Uniti, Italia e Norvegia e le attività di ricerca esplorativa (€256 milioni), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, in Angola, Indonesia, Ghana e Pakistan;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€164 milioni) e di distribuzione del gas (€58 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€46 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€95 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 (€17 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€412 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.	
		2009	2010
207	Acquisto di riserve proved e unproved	9	
113	Africa Settentrionale	6	
94	Resto dell'Asia		
	America	3	
284	Esplorazione	380	256
6	Italia	21	8
14	Resto d'Europa	24	15
37	Africa Settentrionale	112	21
123	Africa Occidentale	75	76
4	Kazakhstan	5	2
29	Resto dell'Asia	60	53
68	America	54	80
3	Australia e Oceania	29	1
1.968	Sviluppo	1.744	1.693
203	Italia	174	142
188	Resto d'Europa	137	161
315	Africa Settentrionale	378	421
760	Africa Occidentale	387	504
241	Kazakhstan	232	220
83	Resto dell'Asia	150	63
118	America	188	167
60	Australia e Oceania	98	15
31	Altro	15	15
2.490		2.148	1.964

GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.	
		2009	2010
545	Italia	371	283
46	Eestero	19	27
591		390	310
73	Mercato	24	42
42	- Mercato	10	27
4	Italia		
38	Eestero	10	27
31	- Generazione elettrica	14	15
510	Business regolati Italia	357	268
358	- Trasporto	237	164
70	- Distribuzione	65	58
82	- Stoccaggio	55	46
8	Trasporto internazionale	9	
591		390	310

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2009		I trim.	
		2009	2010
231	Italia	77	112
23	Eestero	8	6
254		85	118
174	Raffinazione, supply e logistica	48	95
174	Italia	48	95
75	Marketing	26	17
52	Italia	18	11
23	Eestero	8	6
5	Altre Attività	11	6
254		85	118

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009			I trim.	
			2009	2010
1.886	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.779	1.816
173	Italia		174	178
255	Resto d'Europa		256	240
565	Africa Settentrionale		595	579
421	Africa Occidentale		330	401
117	Kazakhstan		119	120
130	Resto dell'Asia		150	119
209	America		135	156
16	Australia e Oceania		20	23
166,8	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	154,2	156,3

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009			I trim.	
			2009	2010
1.073	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	1.013	1.011
61	Italia		55	58
138	Resto d'Europa		139	132
281	Africa Settentrionale		304	287
349	Africa Occidentale		294	341
72	Kazakhstan		70	72
50	Resto dell'Asia		73	36
116	America		66	77
6	Australia e Oceania		12	8

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009			I trim.	
			2009	2010
132	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	125	131
18	Italia		19	19
19	Resto d'Europa		19	18
46	Africa Settentrionale		47	48
12	Africa Occidentale		6	9
7	Kazakhstan		8	8
13	Resto dell'Asia		13	14
15	America		12	13
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 (9 e 8,2 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2010 e 2009, rispettivamente e 9,0 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2009).

Petrolchimica

IV trim. 2009			I trim.	
			2009	2010
	Vendite	(€ milioni)		
503	Petrolchimica di base		341	673
584	Polimeri		485	758
49	Altri ricavi		52	45
1.136			878	1.476
	Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
1.080	Petrolchimica di base		1.019	1.241
575	Polimeri		520	607
1.655			1.539	1.848

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2009			I trim.	
			2009	2010
	Ordini acquisiti			
1.681	<i>Offshore</i>		561	1.105
891	<i>Onshore</i>		1.621	1.247
355	Perforazioni mare		316	140
41	Perforazioni terra		20	186
2.968			2.518	2.678

(€ milioni)

	31.12.2009	31.03.2010
Portafoglio ordini	18.730	18.769