



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL PRIMO TRIMESTRE 2011

Roma, 27 aprile 2011 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato oggi i risultati consolidati del primo trimestre del 2011¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted*: €5,13 miliardi (+18,4%)**
- **Utile netto *adjusted*: €2,22 miliardi (+21,6%)**
- **Utile netto: €2,55 miliardi (+14,6%)**
- **Cash flow: €4,19 miliardi**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: -8,6% rispetto al primo trimestre 2010 a causa della sospensione delle attività in Libia**
- **In ripresa le vendite di gas: +6% rispetto al primo trimestre 2010**
- **Acquisite due importanti licenze esplorative e di sviluppo in Ucraina**
- **Successi esplorativi con l'*appraisal* Perla 4 e scoperte *offshore* in Ghana, nel Mare di Barents e nel Mare del Nord britannico**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel primo trimestre, segnato dagli eventi libici, Eni ha conseguito risultati eccellenti sostenuti dallo scenario petrolifero. Nonostante le incertezze sui tempi di ripresa delle nostre attività in Libia, le prospettive di redditività e di crescita di Eni rimangono positive grazie alla solidità patrimoniale, alla qualità del portafoglio di asset e dei progetti di sviluppo.”

(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. 2010 | RISULTATI ECONOMICI | (€ milioni) | I trim. | | Var. % |
|------------------|--|-------------|--------------|--------------|-------------|
| | | | 2010 | 2011 | |
| 2.875 | Utile operativo | | 4.847 | 5.638 | 16,3 |
| 4.739 | Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a) | | 4.331 | 5.127 | 18,4 |
| 548 | Utile netto ^(b) | | 2.222 | 2.547 | 14,6 |
| 0,15 | - per azione (€) ^(c) | | 0,61 | 0,70 | 14,8 |
| 0,41 | - per ADR (\$) ^{(c)(d)} | | 1,69 | 1,91 | 13,0 |
| 1.723 | Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)} | | 1.822 | 2.216 | 21,6 |
| 0,48 | - per azione (€) ^(c) | | 0,50 | 0,61 | 22,0 |
| 1,30 | - per ADR (\$) ^{(c)(d)} | | 1,38 | 1,67 | 21,0 |

(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* del primo trimestre 2011 è stato di €5,13 miliardi con un aumento del 18,4% rispetto al primo trimestre 2010 per effetto della crescita del settore Exploration & Production (+32,1%) trainata dal prezzo del petrolio. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha ottenuto una robusta *performance*; il settore Petrolchimica ha quasi annullato le perdite operative. Questi effetti positivi sono stati parzialmente attenuati dalla flessione registrata dai settori Refining & Marketing a causa dell'elevato costo della carica petrolifera non trasferito nei prezzi dei prodotti, e Gas & Power penalizzato dalla flessione dei margini di commercializzazione del gas.

Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* di €2,22 miliardi è aumentato del 21,6% per effetto del miglioramento della *performance* operativa e della diminuzione del *tax rate adjusted* (dal 53% al 50,5%).

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,87 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 €4,19 miliardi ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €2,87 miliardi e di ridurre l'indebitamento finanziario netto² di €1,17 miliardi rispetto a fine 2010 a €24,95 miliardi. Il flusso di cassa è stato penalizzato dalla differenza negativa di €347 milioni data dal *factoring* del quarto trimestre 2010 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2010 (€1.279 milioni) e il *factoring* del trimestre corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 marzo 2011 (€932 milioni).

Indici di *performance* finanziaria

Il ROACE³ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2011 è dell'11,4%. Il *leverage*³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è diminuito dallo 0,47 al 31 dicembre 2010 allo 0,44 al 31 marzo 2011 per effetto dell'utile di periodo e della flessione dell'indebitamento, nonostante l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro ai cambi puntuali di fine periodo (+6,4%) ha determinato un minore patrimonio netto consolidato di €1,9 miliardi.

(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. 2010 | | | I trim. | | |
|------------------|---|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 1.954 | Produzione di idrocarburi^(a) | (migliaia di boe/giorno) | 1.842 | 1.684 | (8,6) |
| 1.049 | - Petrolio | (migliaia di barili/giorno) | 1.011 | 899 | (11,1) |
| 142 | - Gas naturale | (milioni di metri cubi/giorno) | 131 | 123 | (6,1) |
| 28,76 | Vendite gas mondo | (miliardi di metri cubi) | 30,51 | 32,33 | 6,0 |
| 1,52 | di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico | | 1,60 | 0,75 | (53,1) |
| 10,23 | Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 9,00 | 9,68 | 7,6 |
| 2,92 | Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 2,68 | 2,64 | (1,5) |

(a) Il valore della produzione di idrocarburi del I trimestre 2010 è stato espresso in base al coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale in 1 mc = 0,00636.

Exploration & Production

Nel primo trimestre 2011 la produzione di idrocarburi è stata di 1,684 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione dell'8,6% rispetto al primo trimestre 2010 (-158 mila boe/giorno). L'entità del calo è spiegata dall'interruzione a partire dal 22 febbraio 2011 della maggior parte delle attività operative Eni in Libia e dalla chiusura del gasdotto di esportazione GreenStream a causa della situazione di instabilità politica e di conflitto nel Paese. Dal mese di aprile la produzione Eni in Libia è di circa 50-55 mila boe/giorno interamente destinati alla produzione locale di energia elettrica. La *performance* del trimestre è stata penalizzata anche dai minori *entitlement* nei contratti di *Production Sharing Agreement (PSA)* e altri schemi simili per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -32 mila barili/giorno nel confronto con il 2010 oltre che dalla citata forza maggiore in Libia -129 mila barili/giorno. Questi effetti negativi sono stati controbilanciati dalla crescita registrata principalmente in Egitto, Iraq ed Italia.

Gas & Power

Le vendite di gas mondo hanno registrato un recupero del 6% rispetto al primo trimestre 2010 a 32,33 miliardi di metri cubi. Il mercato Italia con un incremento del 10,2% ha beneficiato della riconquista di clienti nei segmenti industriale, termoelettrico e grossista, nonché di maggiori ritiri. In Europa le vendite Eni sono cresciute in tutti i principali mercati (in media +14,2%), ad eccezione del Belgio penalizzato dall'azione della concorrenza. Le migliori *performance* sono state ottenute in Turchia, Francia, Penisola Iberica e Germania/Austria. In flessione le vendite agli *shipper* (-42,5%) a causa della minore disponibilità di gas libico e di minori ritiri.

Refining & Marketing

Il margine Europeo medio di raffinazione Brent è diminuito del 27,5% rispetto al primo trimestre 2010 (-0,66 dollari/barile) a causa dell'elevato costo della carica trasferito solo parzialmente nei prezzi dei prodotti penalizzati dai deboli fondamentali del settore (domanda stagnante, eccesso di capacità). I margini Eni hanno evidenziato una migliore tenuta rispetto al *benchmark* di mercato per effetto del recupero di redditività delle lavorazioni complesse che hanno beneficiato della riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti, anche per effetto della riduzione dell'offerta di greggi libici nell'area del Mediterraneo, nonché dell'incremento del premio della benzina e del gasolio sull'olio combustibile. Le azioni di ottimizzazione e integrazione poste in essere hanno contribuito a migliorare il margine Eni.

Cambio euro/dollaro USA

Nel periodo il cambio euro/dollaro è rimasto sostanzialmente invariato (-1,2%) influenzando marginalmente i risultati del trimestre.

Sviluppi di portafoglio

Ucraina

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

L'acquisizione si inquadra nell'ambito della promozione di iniziative comuni nell'esplorazione e produzione di idrocarburi nel Paese, sancita dal Memorandum d'Intesa con il Ministro ucraino dell'Ecologia e delle Risorse Naturali.

Alaska

Nel febbraio 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'*offshore* dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.

Cina

Nel gennaio 2011 Eni e PetroChina hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. L'accordo prevede l'applicazione di tecnologie avanzate nell'ambito dello sfruttamento di risorse non convenzionali.

Angola

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'*offshore* profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi e la realizzazione di rilievi sismici tridimensionali da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Attività esplorativa

Nel primo trimestre i principali successi esplorativi sono stati ottenuti:

- (i) con il pozzo di *appraisal* Sankofa-2 nella licenza *offshore* di Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%), in Ghana;
- (ii) con la scoperta a olio e gas naturale di Skrugard nella licenza PL532 (Eni 30%), nel mare di Barents norvegese;
- (iii) con il pozzo di *appraisal* Perla 4 dell'omonima scoperta nel blocco *offshore* Cardon IV (Eni 50% operatore), in Venezuela;
- (iv) con l'*appraisal* della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%), nel Regno Unito.

Evoluzione prevedibile della gestione

Sebbene in un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale, l'*outlook* 2011 si presenta ancora caratterizzato da incertezza e volatilità anche per effetto della crisi libica ancora in corso. Le quotazioni del petrolio sono attese in un *trend* solido sostenuto da una certa ripresa della domanda; per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del *marker* Brent di 101 dollari/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la contenuta dinamica della domanda non è in grado di assorbire l'eccesso di offerta esistente. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria e dell'elevato costo della carica. Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011 allo scenario di prezzo di 101 dollari/barile è prevista in flessione rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010 a 80 dollari/barile) a causa della perdita di volumi connessa alla temporanea interruzione della maggior parte delle attività Eni in Libia. I minori volumi dovuti all'effetto prezzo nei PSA saranno recuperati dalla migliore *performance*. L'entità della flessione dipenderà dal protrarsi nel tempo della crisi libica al momento non prevedibile: dal mese di aprile la produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 50-55 mila barili/giorno che corrisponde alla perdita media ad anno intero di circa 600 barili per ogni giorno in cui la produzione libica rimane al livello corrente. Il *management* prosegue le azioni pianificate per incrementare i livelli produttivi negli altri Paesi di attività: nel 2011 è prevista l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010, proseguirà l'incremento della portata produttiva del campo di Zubair in Iraq, sono previsti *start-up* in Australia, Algeria e Stati Uniti, e attività di ottimizzazione della produzione in particolare in Nigeria, Egitto, Angola e Regno Unito;
- **Vendite di gas mondo:** le vendite 2011 sono previste in crescita rispetto al 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010), nonostante l'attesa flessione delle vendite agli *shipper* per effetto della crisi libica. Sono previsti volumi in crescita in Italia dovuti alla riconquista di clienti nei segmenti termoelettrico, industriale e grossisti, e nei mercati europei *target*. In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo, azioni di *marketing* volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine. Sul piano finanziario,

- le minori vendite di gas agli *shipper* per effetto della crisi libica saranno bilanciate dai minori anticipi di cassa ai fornitori di gas per l'attivazione della clausola di *take-or-pay*, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alla minore disponibilità di gas libico tramite altre fonti di approvvigionamento;
- **Business regolati:** la *performance* dei *Business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della prosecuzione del programma di efficienza;
 - **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in lieve flessione rispetto al 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010) principalmente sulla raffineria di Venezia maggiormente impattata dalle difficoltà di approvvigionamento dei greggi libici. Tuttavia sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie più competitive ed azioni di ottimizzazione dei flussi di interscambio tra impianti e di recupero di efficienza per far fronte alla volatilità dello scenario;
 - **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) in un quadro di consumi attesi in ulteriore flessione, attraverso azioni mirate di *pricing* e iniziative promozionali, unitamente all'aumento dei punti vendita, allo sviluppo del "non-oil" e all'incremento della qualità del servizio;
 - **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (€13,87 miliardi nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti *giant* e le aree dove sono programmati importanti avvisi della Divisione Exploration & Production, interventi di *upgrading* delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il *leverage* previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 101 dollari/barile e delle dismissioni programmate.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2011, 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 2011 e al primo e al quarto trimestre 2010. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2011 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 2011 sono quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2010, per la cui descrizione si fa rinvio.

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

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

Disclaimer

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

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

* * *

Contatti societari

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

Investor Relations

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

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

Ufficio Stampa Eni

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

Tel.: +39 0252031287 - +39 0659822040

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

*Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2011 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Sintesi dei risultati del primo trimestre

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|----------------|----------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 28.113 | Ricavi della gestione caratteristica | 24.804 | 28.779 | 16,0 |
| 2.875 | Utile operativo | 4.847 | 5.638 | 16,3 |
| (132) | Eliminazione (utile) perdita di magazzino | (409) | (669) | |
| 1.996 | Esclusione <i>special item</i> : | (107) | 158 | |
| | di cui: | | | |
| (246) | - oneri (proventi) non ricorrenti | | | |
| 2.242 | - altri <i>special item</i> | (107) | 158 | |
| 4.739 | Utile operativo adjusted | 4.331 | 5.127 | 18,4 |
| (184) | Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (245) | (83) | |
| 82 | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 210 | 265 | |
| (2.618) | Imposte sul reddito ^(a) | (2.277) | (2.681) | |
| 56,5 | Tax rate (%) | 53,0 | 50,5 | |
| 2.019 | Utile netto adjusted | 2.019 | 2.628 | 30,2 |
| | Dettaglio per settore di attività ^(a) | | | |
| 1.587 | Exploration & Production | 1.245 | 1.833 | 47,2 |
| 644 | Gas & Power | 955 | 763 | (20,1) |
| (48) | Refining & Marketing | (30) | (79) | .. |
| (37) | Petrolchimica | (43) | (5) | 88,4 |
| 266 | Ingegneria & Costruzioni | 197 | 259 | 31,5 |
| (40) | Altre attività | (61) | (45) | 26,2 |
| (228) | Corporate e società finanziarie | (202) | (95) | 53,0 |
| (125) | Effetto eliminazione utili interni ^(b) | (42) | (3) | |
| 548 | Utile netto di competenza azionisti Eni | 2.222 | 2.547 | 14,6 |
| (96) | Eliminazione (utile) perdita di magazzino | (280) | (474) | |
| 1.271 | Esclusione <i>special item</i> : | (120) | 143 | |
| | di cui: | | | |
| (246) | - oneri (proventi) non ricorrenti | | | |
| 1.517 | - altri <i>special item</i> | (120) | 143 | |
| 1.723 | Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | 1.822 | 2.216 | 21,6 |
| | Utile netto di competenza azionisti Eni | | | |
| 0,15 | per azione (€) | 0,61 | 0,70 | 14,8 |
| 0,41 | per ADR (\$) | 1,69 | 1,91 | 13,0 |
| | Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | |
| 0,48 | per azione (€) | 0,50 | 0,61 | 22,0 |
| 1,30 | per ADR (\$) | 1,38 | 1,67 | 21,0 |
| 3.622,5 | Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c) | 3.622,4 | 3.622,5 | |
| 3.146 | Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 4.554 | 4.185 | (8,1) |
| 3.912 | Investimenti tecnici | 2.779 | 2.875 | 3,5 |

(a) Escludono *special item*. 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. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|---------|---------------|--------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 86,48 | Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a) | 76,24 | 104,97 | 37,7 |
| 1,359 | Cambio medio EUR/USD ^(b) | 1,384 | 1,367 | (1,2) |
| 63,64 | Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i> | 55,09 | 76,79 | 39,4 |
| 2,74 | Margini europei medi di raffinazione ^(c) | 2,40 | 1,74 | (27,5) |
| 3,78 | Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c) | 3,20 | 3,30 | 3,1 |
| 2,02 | Margini europei medi di raffinazione in euro | 1,74 | 1,27 | (27,0) |
| 1,0 | Euribor - a tre mesi (%) | 0,6 | 1,1 | 83,3 |
| 0,3 | Libor - dollaro a tre mesi (%) | 0,3 | 0,3 | |

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

(b) Fonte: BCE.

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

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** del primo trimestre 2011 di €2.547 milioni è aumentato di €325 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 14,6%, per effetto dell'aumento di €791 milioni della *performance* operativa (+16,3%) conseguita principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'aumento del prezzo del petrolio. Il risultato del trimestre ha beneficiato di minori oneri finanziari e su cambi netti (+ €162 milioni) dovuto alla variazione positiva del *fair value* di derivati su cambi privi dei requisiti formali per la contabilizzazione in *hedge accounting* che riflette l'impennata dell'euro rispetto al dollaro registrata a fine trimestre. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori imposte sul reddito (€479 milioni) dovute all'aumento dell'utile ante imposte.

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €2.216 milioni è aumentato di €394 milioni rispetto al primo trimestre 2010 (+21,6%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €474 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €143 milioni, con un effetto complessivo di -€331 milioni. Gli *special item* operativi si riferiscono alla componente valutativa negativa di strumenti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* dello IAS 39, nonché ad ammontari non significativi di oneri per incentivazione all'esodo, svalutazioni di *asset* materiali e accantonamenti ambientali. Sono state realizzate plusvalenze sulla cessione di *asset* marginali nel settore Exploration & Production. Gli *special item* dell'utile netto riguardano l'adeguamento di €27 milioni del fondo imposte differite stanziato sulle attività Exploration & Production nel Regno Unito dovuto alla proposta di incremento del *supplementary charge* sulle proprietà del Continental Shelf. Tale modifica è stata valutata come sostanzialmente in vigore alla data di redazione dei conti del primo trimestre 2011.

Risultati per settore

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

- **Exploration & Production** (+€588 milioni; +47,2%). L'incremento riflette la migliore *performance* operativa (+€1.002 milioni, pari al 32,1%) dovuta all'aumento del prezzo del petrolio e del gas naturale (+34,4% e +4,5%, rispettivamente), parzialmente compensata dalla riduzione del risultato delle attività in Libia a causa della chiusura dal 22 febbraio del gasdotto GreenStream e della progressiva sospensione della quasi totalità delle attività produttive. Dal mese di aprile 2011 è in esercizio il solo giacimento di Wafa per la fornitura di gas destinato alla produzione locale di energia elettrica al livello di circa 50-55 mila boe/giorno in quota Eni. Da segnalare nella *performance* del trimestre la flessione del *tax rate adjusted* di circa 4 punti percentuali;
- **Petrochimica**. Il settore ha sostanzialmente azzerato la perdita netta e ridotto dell'80% quella operativa (+€47 milioni) per effetto dei maggiori margini dei prodotti (in particolare le olefine);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€62 milioni, pari al 31,5%). Il settore ha ottenuto una robusta *performance* operativa (+€53 milioni, +18,3%) grazie alla crescita del fatturato e della redditività delle commesse in particolare nei *business onshore* e perforazioni mare.

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

- **Gas & Power** (-€192 milioni; -20,1%). La flessione riflette il sensibile peggioramento operativo dell'attività Mercato (-€326 milioni, pari al 53,1%). I principali *driver* sono stati: (i) la flessione dei margini di commercializzazione sia in Italia che nei mercati europei a causa della pressione competitiva; (ii) l'effetto negativo del clima. Il minore risultato dell'attività Mercato è stato attenuato dalla solidità della *performance* dei *Business* regolati Italia (+3,9%);
- **Refining & Marketing**. Il settore ha riportato la perdita netta *adjusted* di €79 milioni, rispetto a €30 milioni nel primo trimestre 2010. Tale peggioramento riflette l'aumentata perdita operativa (-€54 milioni) a causa dell'elevato costo della carica petrolifera non interamente trasferito nei prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dell'aumento del costo delle *utility* energetiche. L'andamento negativo dello scenario è stato attenuato dal beneficio delle iniziative di efficienza e ottimizzazione.

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato ⁴

(€ milioni)

| | 31 dic. 2010 | 31 marzo 2011 | Var. ass. |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Capitale immobilizzato | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 67.404 | 65.949 | (1.455) |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | 2.024 | 2.312 | 288 |
| Attività immateriali | 11.172 | 11.072 | (100) |
| Partecipazioni | 6.090 | 6.132 | 42 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 1.743 | 1.675 | (68) |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento | (970) | (732) | 238 |
| | 87.463 | 86.408 | (1.055) |
| Capitale di esercizio netto | | | |
| Rimanenze | 6.589 | 6.414 | (175) |
| Crediti commerciali | 17.221 | 17.665 | 444 |
| Debiti commerciali | (13.111) | (11.665) | 1.446 |
| Debiti tributari e fondo imposte netto | (2.684) | (4.374) | (1.690) |
| Fondi per rischi e oneri | (11.792) | (11.501) | 291 |
| Altre attività (passività) d'esercizio ^(a) : | (1.286) | (521) | 765 |
| | (5.063) | (3.982) | 1.081 |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (1.032) | (1.019) | 13 |
| Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili | 479 | 410 | (69) |
| Capitale investito netto | 81.847 | 81.817 | (30) |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni | 51.206 | 51.966 | 760 |
| Interessenze di terzi | 4.522 | 4.900 | 378 |
| | 55.728 | 56.866 | 1.138 |
| Indebitamento finanziario netto | 26.119 | 24.951 | (1.168) |
| Coperture | 81.847 | 81.817 | (30) |
| Leverage | 0,47 | 0,44 | (0,03) |

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €380 milioni (€436 milioni al 31 dicembre 2010) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €272 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2010).

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,421 al 31 marzo 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, +6,4%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2011, una riduzione del capitale investito netto di circa €2.180 milioni, del patrimonio netto di circa €1.880 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €300 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€86.408 milioni) è diminuito di €1.055 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€2.124 milioni) e del movimento sui cambi, parzialmente assorbiti degli investimenti tecnici del trimestre (€2.875 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€3.982 milioni) è aumentato di €1.081 milioni per effetto essenzialmente del pagamento di parte del debito in essere a fine 2010 verso i fornitori di gas relativo alla posizione di *take-or-pay* maturata nell'anno 2010 (€170 milioni), nonché della maggiore posizione netta verso *partner* nell'attività in *joint-venture* nel settore Exploration & Production (complessivamente +€492 milioni). I minori debiti commerciali sono stati compensati dall'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** (€410 milioni) riguardano i seguenti *asset*: la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in Brasile, e le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas in Germania, Austria e Svizzera per le quali è in corso il piano di dismissione nel quadro degli impegni *antitrust* Eni con la Commissione Europea.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€56.866 milioni) è aumentato di €1.138 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€1.110 milioni) dato dall'utile di conto economico di €2.959 milioni, parzialmente compensato dalle differenze cambio negative da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo (-€1.883 milioni).

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

Rendiconto finanziario riclassificato ⁵

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|--------------|--------------|----------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. |
| 844 | Utile netto | 2.419 | 2.959 | 540 |
| | <i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i> | | | |
| 2.979 | - ammortamenti e altri componenti non monetari | 1.901 | 2.003 | 102 |
| (173) | - plusvalenze nette su cessioni di attività | (169) | (19) | 150 |
| 2.292 | - dividendi, interessi e imposte | 2.471 | 2.907 | 436 |
| (35) | Variazione del capitale di esercizio | (370) | (1.729) | (1.359) |
| (2.761) | Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | (1.698) | (1.936) | (238) |
| 3.146 | Flusso di cassa netto da attività operativa | 4.554 | 4.185 | (369) |
| (3.912) | Investimenti tecnici | (2.779) | (2.875) | (96) |
| (109) | Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | (39) | (41) | (2) |
| 211 | Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate | 729 | 26 | (703) |
| 330 | Altre variazioni relative all'attività di investimento | (118) | (195) | (77) |
| (334) | Free cash flow | 2.347 | 1.100 | (1.247) |
| (44) | Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento | (88) | (67) | 21 |
| 548 | Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | (1.484) | (637) | 847 |
| (143) | Flusso di cassa del capitale proprio | 13 | 5 | (8) |
| 10 | Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità | 49 | (28) | (77) |
| 37 | FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO | 837 | 373 | (464) |

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|---|--------------|--------------|----------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. |
| (334) | Free cash flow | 2.347 | 1.100 | (1.247) |
| (33) | Debiti e crediti finanziari società acquisite | | | |
| (348) | Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | (357) | 63 | 420 |
| (143) | Flusso di cassa del capitale proprio | 13 | 5 | (8) |
| (858) | VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO | 2.003 | 1.168 | (835) |

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** (€4.185 milioni) ha coperto i fabbisogni connessi principalmente agli investimenti tecnici (€2.875 milioni) del periodo determinando una riduzione di €1.168 milioni dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa è stato penalizzato dalla differenza negativa di €347 milioni data dal *factoring* del quarto trimestre 2010 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2010 (€1.279 milioni) e il *factoring* del trimestre corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 marzo 2011 (€932 milioni).

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. Alla data del 31 marzo 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norvegia AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd e Eni Finance USA Inc, già segnalate nella Relazione finanziaria annuale 2010. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel primo trimestre 2011.

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

Exploration & Production

| IV trim. 2010 | RISULTATI | (€ milioni) | I trim. | | Var. % |
|------------------|--|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | |
| 8.280 | Ricavi della gestione caratteristica | | 7.385 | 7.474 | 1,2 |
| 3.799 | Utile operativo | | 3.297 | 4.106 | 24,5 |
| 229 | Esclusione <i>special item</i> : | | (179) | 14 | |
| 30 | - oneri ambientali | | | | |
| 97 | - svalutazioni di asset e altre attività | | | | |
| (17) | - plusvalenze nette su cessione di asset | | (160) | (17) | |
| 84 | - oneri per incentivazione all'esodo | | 2 | 2 | |
| 31 | - componente valutativa dei derivati su commodity | | (21) | 29 | |
| 4 | - altro | | | | |
| 4.028 | Utile operativo adjusted | | 3.118 | 4.120 | 32,1 |
| (49) | Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | (49) | (57) | |
| (8) | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 67 | 117 | |
| (2.384) | Imposte sul reddito ^(a) | | (1.891) | (2.347) | |
| 60,0 | Tax rate (%) | | 60,3 | 56,1 | |
| 1.587 | Utile netto adjusted | | 1.245 | 1.833 | 47,2 |
| | I risultati includono: | | | | |
| 2.015 | - ammortamenti e svalutazioni di asset di cui: | | 1.680 | 1.588 | (5,5) |
| 318 | ammortamenti di ricerca esplorativa | | 312 | 266 | (14,7) |
| 201 | - costi di perforazione pozzi esplorativi e altro | | 231 | 163 | (29,4) |
| 117 | - costi di prospezioni e studi geologici e geofisici | | 81 | 103 | 27,2 |
| 2.573 | Investimenti tecnici | | 1.964 | 1.952 | (0,6) |
| | di cui: | | | | |
| 294 | - ricerca esplorativa ^(b) | | 256 | 236 | (7,8) |
| | Produzioni ^{(c)(d)} | | | | |
| 1.049 | Petrolio ^(e) | (migliaia di barili/giorno) | 1.011 | 899 | (11,1) |
| 142 | Gas naturale | (milioni di metri cubi/giorno) | 131 | 123 | (6,1) |
| 1.954 | Idrocarburi | (migliaia di boe/giorno) | 1.842 | 1.684 | (8,6) |
| | Prezzi medi di realizzo | | | | |
| 76,72 | Petrolio ^(e) | (\$/bbl) | 70,93 | 95,36 | 34,4 |
| 238,36 | Gas naturale | (\$/kmc) | 202,36 | 211,54 | 4,5 |
| 59,55 | Idrocarburi | (\$/boe) | 53,48 | 66,62 | 24,6 |
| | Prezzi medi dei principali marker di mercato | | | | |
| 86,48 | Brent <i>dated</i> | (\$/bbl) | 76,24 | 104,97 | 37,7 |
| 63,64 | Brent <i>dated</i> | (€/bbl) | 55,09 | 76,79 | 39,4 |
| 85,06 | West Texas Intermediate | (\$/bbl) | 78,67 | 93,98 | 19,5 |
| 134,20 | Gas Henry Hub | (\$/kmc) | 181,90 | 146,91 | (19,2) |

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include *bonus* esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 37.

(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 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €4.120 milioni con un incremento di €1.002 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 32,1%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+34,4% e +4,5%, rispettivamente) parzialmente compensato dalla riduzione del risultato delle attività in Libia a causa della chiusura dal 22 febbraio del gasdotto GreenStream per l'esportazione del gas in Europa e della progressiva sospensione della quasi totalità delle attività produttive. Dal mese di aprile 2011 è in esercizio il solo giacimento di Wafa per la fornitura di gas destinato alla produzione locale di energia elettrica al livello di circa 50-55 mila boe/giorno in quota Eni. Sui risultati ha inciso anche la riduzione dei costi di ricerca esplorativa.

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €14 milioni di oneri netti relativi a plusvalenze sulla cessione di *asset* non strategici e alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'**utile netto adjusted** di €1.833 milioni è aumentato di €588 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 47,2%, per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni. Sul risultato ha inciso anche la riduzione del *tax rate adjusted* di circa 4 punti percentuali dovuto in particolare al contributo di dividendi non soggetti a tassazione e all'utilizzo di fondi tassati in precedenti esercizi.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2011 la **produzione di idrocarburi** è stata di 1,684 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione dell'8,6% rispetto al primo trimestre 2010 (-158 mila boe/giorno). L'entità del calo è spiegata dall'interruzione a partire dal 22 febbraio 2011 della maggior parte delle attività operative Eni in Libia e dalla chiusura del gasdotto di esportazione GreenStream a causa della situazione di instabilità politica e di conflitto nel Paese. Dal mese di aprile la produzione Eni in Libia è di circa 50-55 mila boe/giorno interamente destinati alla produzione locale di energia elettrica. La *performance* del trimestre è stata penalizzata anche dai minori *entitlement* nei contratti di *Production Sharing Agreement (PSA)* e altri schemi simili per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -32 mila barili/giorno nel confronto con il 2010 oltre che dalla citata forza maggiore in Libia -129 mila barili/giorno. Questi effetti negativi sono stati attenuati dalla crescita registrata principalmente in Egitto, Iraq ed Italia. La quota di produzione estera è stata dell'89% (90% nel primo trimestre 2010).

La produzione di petrolio (899 mila barili/giorno) è diminuita di 112 mila barili/giorno, pari all'11,1% a causa della perdita di produzione libica e dell'effetto negativo di minori *entitlement* nei *PSA*. In aumento le produzioni in Italia, a seguito del *ramp-up* di Val d'Agri fase 2 (Eni 60,77%), in Iraq, a seguito dello *start-up* di Zubair (Eni 32,8%) e in Egitto, per migliore *performance*.

La produzione di gas naturale (123 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 8 milioni di metri cubi/giorno, pari al 6,1% a causa della perdita di produzione libica, parzialmente compensata dalle migliori *performance* in Nigeria, Congo ed Egitto.

Il **prezzo di realizzo in dollari del petrolio** è aumentato in media del 34,4% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 37,7%).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,30 \$/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 2,2 milioni di barili. 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 6,8 milioni di boe a fine marzo 2011.

I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+4,5%) per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule *oil-linked*.

| IV trim. 2010 | PETROLIO | | I trim. | |
|------------------|---|---------------------|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 100,2 | Volumi venduti | (milioni di barili) | 85,8 | 75,7 |
| 7,2 | Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> " | | 7,1 | 2,2 |
| 78,39 | Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati | (\$/barile) | 72,06 | 96,66 |
| (1,67) | Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati | | (1,13) | (1,30) |
| <u>76,72</u> | Prezzo medio di realizzo | | <u>70,93</u> | <u>95,36</u> |

Gas & Power

| IV trim. 2010 | RISULTATI | (€ milioni) | I trim. | | |
|------------------|---|--------------------------|--------------|---------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 9.096 | Ricavi della gestione caratteristica | | 8.708 | 10.614 | 21,9 |
| 550 | Utile operativo | | 1.316 | 910 | (30,9) |
| 11 | Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (81) | (41) | |
| 216 | Esclusione <i>special item</i> | | 32 | 89 | |
| | di cui: | | | | |
| (270) | Oneri (proventi) non ricorrenti | | | | |
| 486 | Altri <i>special item</i> : | | 32 | 89 | |
| 14 | - oneri ambientali | | 5 | 1 | |
| 426 | - svalutazioni | | 10 | | |
| 2 | - plusvalenze nette su cessione di asset | | | | |
| 78 | - accantonamenti a fondo rischi | | | | |
| 64 | - oneri per incentivazione all'esodo | | 6 | 3 | |
| (60) | - componente valutativa dei derivati su commodity | | 11 | 80 | |
| (38) | - altro | | | 5 | |
| 777 | Utile operativo adjusted | | 1.267 | 958 | (24,4) |
| 180 | Mercato | | 614 | 288 | (53,1) |
| 529 | Business regolati Italia | | 533 | 554 | 3,9 |
| 68 | Trasporto Internazionale | | 120 | 116 | (3,3) |
| 5 | Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | (2) | 5 | |
| 93 | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 100 | 116 | |
| (231) | Imposte sul reddito ^(a) | | (410) | (316) | |
| 26,4 | Tax rate (%) | | 30,0 | 29,3 | |
| 644 | Utile netto adjusted | | 955 | 763 | (20,1) |
| 615 | Investimenti tecnici | | 310 | 279 | (10,0) |
| | Vendite di gas naturale | (miliardi di metri cubi) | | | |
| 10,55 | Italia | | 10,87 | 11,98 | 10,2 |
| 18,21 | Vendite internazionali | | 19,64 | 20,35 | 3,6 |
| 16,16 | - Resto d'Europa | | 17,61 | 18,28 | 3,8 |
| 0,53 | - Mercati extra europei | | 0,43 | 1,32 | .. |
| 1,52 | - E&P in Europa e Golfo del Messico | | 1,60 | 0,75 | (53,1) |
| 28,76 | TOTALE VENDITE MONDO | | 30,51 | 32,33 | 6,0 |
| | di cui: | | | | |
| 24,42 | - società consolidate | | 26,45 | 28,77 | 8,8 |
| 2,82 | - società collegate | | 2,46 | 2,81 | 14,2 |
| 1,52 | - E&P in Europa e Golfo del Messico | | 1,60 | 0,75 | (53,1) |
| 10,23 | Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 9,00 | 9,68 | 7,6 |
| 23,00 | Trasporto di gas naturale in Italia | (miliardi di metri cubi) | 23,98 | 23,59 | (1,6) |

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel primo trimestre 2011 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €958 milioni con una diminuzione di €309 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 24,4%, per effetto della sensibile flessione registrata dall'attività Mercato (-53,1%). Il risultato del Mercato è influenzato da maggiori proventi su derivati su *commodity*, privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura, di €80 milioni, associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Poiché tali derivati sono privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* impedendo in base agli *IFRS* il rinvio dei relativi proventi al *reporting period* di manifestazione delle vendite sottostanti, è stata elaborata come misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* pro-forma *adjusted* la quale, in sostanza, riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 16). Tale misura alternativa di *performance*, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, conferma l'entità della flessione del risultato del Mercato che riflette i *trend* fondamentali del *business*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €89 milioni di oneri netti si riferiscono alla componente valutativa (€80 milioni) degli strumenti derivati su *commodity* dell'attività Mercato privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* previsto dallo IAS39, nonché a oneri per l'incentivazione all'esodo.

L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2011 di €763 milioni è diminuito di €192 milioni rispetto al primo trimestre 2010 (-20,1%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa.

Andamento operativo

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2011 di €288 milioni è diminuito di €326 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 53,1%. Considerando l'impatto dei proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura descritto in precedenza, la *performance* del Mercato è stata penalizzata:

(i) dalla flessione dei margini di commercializzazione in particolare in Italia, per l'azione della concorrenza causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda che ha comportato pressioni sui prezzi ai clienti finali in occasione della campagna commerciale dell'anno termico 2010-2011, e all'estero per pressione competitiva;

(ii) dall'effetto negativo sia del clima che dello scenario.

Tali effetti negativi sono stati in parte attenuati dall'incremento delle vendite nei mercati *target* europei e in Italia (nel complesso +8,8% le vendite delle società consolidate) e dall'impatto positivo delle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine. Inoltre il risultato del trimestre comprende un provento da valutazione a fair value di €61 milioni di derivati su *commodity* attivati per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di *business* del Mercato.

VENDITE DI GAS

(miliardi di metri cubi)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 10,55 | ITALIA | 10,87 | 11,98 | 10,2 |
| 1,76 | - Grossisti | 1,93 | 2,24 | 16,1 |
| | - Gas release | 0,40 | | .. |
| 1,69 | - PSV e borsa | 1,04 | 1,60 | 53,8 |
| 1,89 | - Industriali | 1,58 | 1,99 | 25,9 |
| 0,37 | - PMI e terziario | 0,52 | 0,46 | (11,5) |
| 1,14 | - Termoelettrici | 0,75 | 1,17 | 56,0 |
| 2,14 | - Residenziali | 3,11 | 2,87 | (7,7) |
| 1,56 | - Autoconsumi | 1,54 | 1,65 | 7,1 |
| 18,21 | VENDITE INTERNAZIONALI | 19,64 | 20,35 | 3,6 |
| 16,16 | Resto d'Europa | 17,61 | 18,28 | 3,8 |
| 1,72 | - Importatori in Italia | 3,22 | 1,85 | (42,5) |
| 14,44 | - Mercati europei | 14,39 | 16,43 | 14,2 |
| 1,86 | <i>Penisola Iberica</i> | 1,63 | 2,04 | 25,2 |
| 1,61 | <i>Germania/Austria</i> | 1,82 | 2,07 | 13,7 |
| 4,15 | <i>Belgio</i> | 5,22 | 4,02 | (23,0) |
| 0,84 | <i>Ungheria</i> | 1,09 | 1,07 | (1,8) |
| 2,04 | <i>UK/Nord Europa</i> | 1,41 | 1,67 | 18,4 |
| 1,47 | <i>Turchia</i> | 0,98 | 1,86 | 89,8 |
| 2,00 | <i>Francia</i> | 1,77 | 2,55 | 44,1 |
| 0,47 | <i>altro</i> | 0,47 | 1,15 | .. |
| 0,53 | Mercati extra europei | 0,43 | 1,32 | .. |
| 1,52 | E&P in Europa e Golfo del Messico | 1,60 | 0,75 | (53,1) |
| 28,76 | TOTALE VENDITE GAS MONDO | 30,51 | 32,33 | 6,0 |

Le **vendite di gas naturale** del primo trimestre 2011 sono state di 32,33 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), facendo segnare un importante recupero di 1,82 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2010, pari al 6%.

Le vendite in Italia sono state di 11,98 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,11 miliardi di metri cubi, pari al 10,2%, per effetto delle maggiori vendite *spot* al PSV e Borsa (+0,56 miliardi di metri cubi) e della riconquista dei clienti nei segmenti termoelettrico (+0,42 miliardi di metri cubi), industriale (+0,41 miliardi di metri cubi) e grossista (+0,31 miliardi di metri cubi). In flessione le vendite ai clienti residenziali (-0,24 miliardi di metri cubi) per l'effetto climatico.

Le vendite nei mercati europei (16,43 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,04 miliardi di metri cubi, pari al 14,2%, grazie alla crescita organica realizzata nei principali mercati *target* ad eccezione del Belgio (-1,20 miliardi di metri cubi), a causa dell'azione della concorrenza. Gli aumenti più significati sono stati registrati in: (i) Turchia (+0,88 miliardi di metri cubi); (ii) Francia (+0,78 miliardi di metri cubi) per effetto del consolidamento della consociata Altergaz della quale è stato acquisito il controllo a fine 2010, e delle azioni commerciali in atto; (iii) Penisola Iberica (+0,41 miliardi di metri cubi); (iv) Germania/Austria (+0,25 miliardi di metri cubi).

Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 1,37 miliardi di metri cubi (-42,5%) a causa dei minori ritiri e della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione delle importazioni attraverso il gasdotto GreenStream.

Le vendite di **energia elettrica** di 9,68 TWh nel primo trimestre 2011, sono aumentate del 7,6% per effetto dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,57 TWh) che hanno beneficiato dell'incremento delle disponibilità di energia elettrica da produzione e da attività di *trading*. In crescita il portafoglio dei clienti in particolare del segmento *large*.

Business regolati Italia

L'**utile operativo adjusted** del primo trimestre 2011 di €554 milioni è aumentato di €21 milioni rispetto al primo trimestre 2010, pari al 3,9%, grazie al contributo positivo di tutte le attività regolate per effetto in particolare dai benefici derivanti dalla redditività dei nuovi investimenti e delle azioni di efficienza.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** del primo trimestre 2011 di 23,59 miliardi di metri cubi sono diminuiti di 0,39 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2010, pari all'1,6%.

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. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 921 | EBITDA proforma adjusted | 1.432 | 1.054 | (26,4) |
| 387 | Mercato | 856 | 456 | (46,7) |
| (13) | di cui: +/(-) rettifica derivati commodity | 21 | (59) | |
| 389 | Business regolati Italia | 379 | 393 | 3,7 |
| 145 | Trasporto internazionale | 197 | 205 | 4,1 |

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 (55,55% al 31 marzo 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,55%). 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

| IV trim. 2010 | RISULTATI | (€ milioni) | I trim. | | |
|------------------|---|-------------------------|--------------|---------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 12.211 | Ricavi della gestione caratteristica | | 9.346 | 11.806 | 26,3 |
| (146) | Utile operativo | | 105 | 303 | .. |
| (167) | Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (232) | (508) | |
| 274 | Esclusione <i>special item</i> : | | 33 | 57 | |
| 133 | - oneri ambientali | | 17 | 14 | |
| 29 | - svalutazioni | | 22 | 16 | |
| (6) | - plusvalenze nette su cessione di asset | | (10) | (4) | |
| 2 | - accantonamenti a fondo rischi | | | | |
| 105 | - oneri per incentivazione all'esodo | | 2 | 3 | |
| 7 | - componente valutativa dei derivati su commodity | | 2 | 26 | |
| 4 | - altro | | | 2 | |
| (39) | Utile operativo adjusted | | (94) | (148) | (57,4) |
| (7) | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 45 | 27 | |
| (2) | Imposte sul reddito ^(a) | | 19 | 42 | |
| .. | Tax rate (%) | | .. | .. | |
| (48) | Utile netto adjusted | | (30) | (79) | .. |
| 381 | Investimenti | | 118 | 132 | 11,9 |
| | Margine di raffinazione | | | | |
| 2,74 | Brent | (\$/bbl) | 2,40 | 1,74 | (27,5) |
| 2,02 | Brent | (€/bbl) | 1,74 | 1,27 | (27,0) |
| 3,78 | Brent/Ural | (\$/bbl) | 3,20 | 3,30 | 3,1 |
| | Lavorazioni e vendite | (milioni di tonnellate) | | | |
| 6,66 | Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute | | 5,86 | 5,96 | 1,7 |
| 7,66 | Lavorazioni in conto proprio in Italia | | 6,88 | 7,03 | 2,2 |
| 1,32 | Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa | | 1,26 | 1,11 | (11,9) |
| 8,98 | Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero | | 8,14 | 8,14 | |
| 2,17 | Rete Italia | | 2,01 | 1,94 | (3,5) |
| 0,75 | Rete resto d'Europa | | 0,67 | 0,70 | 4,5 |
| 2,92 | Rete Europa | | 2,68 | 2,64 | (1,5) |
| 2,58 | Extrarete Italia | | 2,04 | 2,19 | 7,4 |
| 0,99 | Extrarete resto d'Europa | | 0,86 | 0,81 | (5,8) |
| 3,57 | Extrarete Europa | | 2,90 | 3,00 | 3,4 |
| 0,11 | Extrarete altro estero | | 0,09 | 0,10 | 11,1 |
| 5,55 | Altre vendite | | 5,20 | 4,60 | (11,5) |
| 12,15 | TOTALE VENDITE | | 10,87 | 10,34 | (4,9) |
| | Vendite per area geografica | | | | |
| 7,01 | Italia | | 6,17 | 6,17 | |
| 1,74 | Resto d'Europa | | 1,53 | 1,51 | (1,3) |
| 3,40 | Altro estero | | 3,17 | 2,66 | (16,1) |

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel primo trimestre 2011 il settore Refining & Marketing ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €148 milioni con un incremento di €54 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, pari al 57,4% che riflette margini di raffinazione in flessione e le difficoltà di trasferire sui prezzi finali gli alti costi della materia prima, nonché l'incremento del costo delle *utility* energetiche. L'impatto negativo dello scenario nell'attività di raffinazione è stato attenuato dal miglioramento della redditività dei cicli complessi grazie alla riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del maggiore premio dei distillati pregiati rispetto all'olio combustibile, nonché dalle iniziative di efficienza e ottimizzazione. I risultati del *Marketing* sono stati penalizzati dai repentini aumenti del costo dei prodotti, con l'impossibilità di trasferire immediatamente l'aumento dei prezzi sul mercato finale, nonché, nel *business* extrarete, da fenomeni di isteresi nei prezzi di vendita, in particolare nel *business* avio.

Gli *special item* del trimestre (€57 milioni) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente la componente valutativa dei derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*, svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi, oneri ambientali, nonché oneri per incentivazione all'esodo.

La **perdita netta *adjusted*** del primo trimestre 2011 è stata di €79 milioni con un peggioramento di €49 milioni per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2011 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 8,14 milioni di tonnellate, in linea rispetto al primo trimestre 2010. In Italia l'aumento dei volumi del 2,2% (circa 150 mila tonnellate) riflette essenzialmente la migliore *performance* di Taranto, per miglioramento dello scenario delle lavorazioni complesse, e Sannazzaro, per *upset* verificatisi nel 2010, che ha più che compensato le minori lavorazioni su Gela per fermata non programmata, su Venezia e su Livorno dove i volumi sono stati ridotti a causa dello scenario sfavorevole.

Le **vendite rete in Italia** (1,94 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 70 mila tonnellate, pari al 3,5%, anche per effetto del calo dei consumi. Sono diminuite le vendite di benzina e di gasolio, in particolare nel segmento *premium* penalizzato dalla fase di rialzo dei prezzi. La quota di mercato media del trimestre è del 30% in diminuzione di 0,5 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2010 (30,5%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,19 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 150 mila tonnellate, pari al 7,4%, per effetto delle maggiori vendite di *jet fuel* al segmento avio, di bitumi e di coke, il cui incremento è stato in parte assorbito dalla flessione del gasolio e GPL in relazione al calo della domanda.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** (circa 700 mila tonnellate) sono in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2010 (+4,5%), grazie soprattutto al contributo delle acquisizioni effettuate in Austria nel 2010 che ha attenuato la flessione delle vendite in Germania.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** (circa 810 mila tonnellate) sono diminuite di circa 50 mila tonnellate essenzialmente in Germania e Repubblica Ceca a causa delle minori disponibilità di prodotti dalle raffinerie.

Conto economico

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|---|--------------|--------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 28.113 | Ricavi della gestione caratteristica | 24.804 | 28.779 | 16,0 |
| 208 | Altri ricavi e proventi | 285 | 233 | (18,2) |
| (22.456) | Costi operativi | (18.096) | (21.222) | (17,3) |
| 246 | di cui (oneri) proventi non ricorrenti | | | |
| 61 | Altri proventi e oneri operativi | 38 | (28) | .. |
| (3.051) | Ammortamenti e svalutazioni | (2.184) | (2.124) | 2,7 |
| 2.875 | Utile operativo | 4.847 | 5.638 | 16,3 |
| (186) | Proventi (oneri) finanziari netti | (245) | (83) | 66,1 |
| 287 | Proventi netti su partecipazioni | 225 | 291 | 29,3 |
| 2.976 | Utile prima delle imposte | 4.827 | 5.846 | 21,1 |
| (2.132) | Imposte sul reddito | (2.408) | (2.887) | (19,9) |
| 71,6 | Tax rate (%) | 49,9 | 49,4 | |
| 844 | Utile netto | 2.419 | 2.959 | 22,3 |
| | Di competenza: | | | |
| 548 | - azionisti Eni | 2.222 | 2.547 | 14,6 |
| 296 | - interessenze di terzi | 197 | 412 | .. |
| 548 | Utile netto di competenza azionisti Eni | 2.222 | 2.547 | 14,6 |
| (96) | Eliminazione (utile) perdita di magazzino | (280) | (474) | |
| 1.271 | Esclusione special item | (120) | 143 | |
| | di cui: | | | |
| (246) | - oneri (proventi) non ricorrenti | | | |
| 1.517 | - altri special item | (120) | 143 | |
| 1.723 | Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a) | 1.822 | 2.216 | 21,6 |

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

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

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

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

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

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

(€ milioni)

Primo trimestre 2011

| | E&P | G&P | R&M | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|--------------|------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| Utile operativo | 4.106 | 910 | 303 | 108 | 354 | (27) | (112) | (4) | 5.638 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (41) | (508) | (120) | | | | | (669) |
| Esclusione special item: | | | | | | | | | |
| oneri ambientali | | 1 | 14 | | | | | | 15 |
| svalutazioni | | | 16 | | | 1 | | | 17 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | (17) | | (4) | | 1 | | | | (20) |
| oneri per incentivazione all'esodo | 2 | 3 | 3 | | | | 4 | | 12 |
| componente valutativa dei derivati su commodity | 29 | 80 | 26 | | (13) | | | | 122 |
| altro | | 5 | 2 | | | (19) | 24 | | 12 |
| Special item dell'utile operativo | 14 | 89 | 57 | | (12) | (18) | 28 | | 158 |
| Utile operativo adjusted | 4.120 | 958 | (148) | (12) | 342 | (45) | (84) | (4) | 5.127 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (57) | 5 | | | | | (31) | | (83) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 117 | 116 | 27 | | 5 | | | | 265 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (2.347) | (316) | 42 | 7 | (88) | | 20 | 1 | (2.681) |
| Tax rate (%) | 56,1 | 29,3 | .. | | 25,4 | | | | 50,5 |
| Utile netto adjusted | 1.833 | 763 | (79) | (5) | 259 | (45) | (95) | (3) | 2.628 |
| di competenza: | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 412 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | | 2.216 |
| Utile netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 2.547 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | | | (474) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | 143 |
| Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 2.216 |

(a) 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 competenza: | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 197 |
| - 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) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2010

| | E&P | G&P | R&M | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|--|--------------|
| Utile operativo | 3.799 | 550 | (146) | (163) | 350 | (1.151) | (162) | (202) | 2.875 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | 11 | (167) | 24 | | | | | (132) |
| Esclusione special item: | | | | | | | | | |
| <i>di cui:</i> | | | | | | | | | |
| Oneri (proventi) non ricorrenti | | (270) | | | 24 | | | | (246) |
| Altri special item: | 229 | 486 | 274 | 65 | 4 | 1.108 | 76 | | 2.242 |
| oneri ambientali | 30 | 14 | 133 | | | 1.092 | | | 1.269 |
| svlutazioni | 97 | 426 | 29 | 43 | 3 | (1) | | | 597 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | (17) | 2 | (6) | | 5 | | | | (16) |
| accantonamenti a fondo rischi | | 78 | 2 | | | 1 | 8 | | 89 |
| oneri per incentivazione all'esodo | 84 | 64 | 105 | 22 | 4 | 8 | 68 | | 355 |
| componente valutativa dei derivati su commodity | 31 | (60) | 7 | | (8) | | | | (30) |
| altro | 4 | (38) | 4 | | | 8 | | | (22) |
| Special item dell'utile operativo | 229 | 216 | 274 | 65 | 28 | 1.108 | 76 | | 1.996 |
| Utile operativo adjusted | 4.028 | 777 | (39) | (74) | 378 | (43) | (86) | (202) | 4.739 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (49) | 5 | | | | 1 | (141) | | (184) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | (8) | 93 | (7) | (1) | 3 | 2 | | | 82 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (2.384) | (231) | (2) | 38 | (115) | | (1) | 77 | (2.618) |
| Tax rate (%) | 60,0 | 26,4 | .. | | 30,2 | | | | 56,5 |
| Utile netto adjusted | 1.587 | 644 | (48) | (37) | 266 | (40) | (228) | (125) | 2.019 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 296 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | | 1.723 |
| Utile netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 548 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | | | (96) |
| Esclusione special item: | | | | | | | | | 1.271 |
| - oneri (proventi) non ricorrenti | | | | | | | | | (246) |
| - altri special item | | | | | | | | | 1.517 |
| Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 1.723 |

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|--|--------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 |
| (246) | Oneri (proventi) non ricorrenti | | |
| (246) | <i>di cui: sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i> | | |
| 2.242 | Altri special item | (107) | 158 |
| 1.269 | oneri ambientali | 22 | 15 |
| 597 | svalutazioni | 32 | 17 |
| (16) | plusvalenze nette su cessione di asset | (170) | (20) |
| 89 | accantonamenti a fondo rischi | | |
| 355 | oneri per incentivazione all'esodo | 17 | 12 |
| (30) | componente valutativa dei derivati su <i>commodity</i> | (10) | 122 |
| (22) | altro | 2 | 12 |
| 1.996 | Special item dell'utile operativo | (107) | 158 |
| 2 | Oneri (proventi) finanziari | | |
| (190) | Oneri (proventi) su partecipazioni | | 24 |
| | <i>di cui:</i> | | |
| (175) | - plusvalenze da cessione | | |
| 8 | - svalutazioni | | |
| (537) | Imposte sul reddito | (13) | (39) |
| | <i>di cui:</i> | | |
| 29 | altri | | 27 |
| (566) | fiscalità su special item dell'utile operativo | (13) | (66) |
| 1.271 | Totale special item dell'utile netto | (120) | 143 |

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 4.028 | Exploration & Production | 3.118 | 4.120 | 32,1 |
| 777 | Gas & Power | 1.267 | 958 | (24,4) |
| (39) | Refining & Marketing | (94) | (148) | (57,4) |
| (74) | Petrochimica | (59) | (12) | 79,7 |
| 378 | Ingegneria & Costruzioni | 289 | 342 | 18,3 |
| (43) | Altre attività | (57) | (45) | 21,1 |
| (86) | Corporate e società finanziarie | (65) | (84) | (29,2) |
| (202) | Effetto eliminazione utili interni | (68) | (4) | |
| 4.739 | | 4.331 | 5.127 | 18,4 |

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|------------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 8.280 | Exploration & Production | 7.385 | 7.474 | 1,2 |
| 9.096 | Gas & Power | 8.708 | 10.614 | 21,9 |
| 12.211 | Refining & Marketing | 9.346 | 11.806 | 26,3 |
| 1.474 | Petrochimica | 1.476 | 1.797 | 21,7 |
| 2.787 | Ingegneria & Costruzioni | 2.512 | 2.785 | 10,9 |
| 28 | Altre attività | 25 | 25 | |
| 419 | Corporate e società finanziarie | 302 | 303 | 0,3 |
| 192 | Effetto eliminazione utili interni | 64 | (101) | |
| (6.374) | Elisioni di consolidamento | (5.014) | (5.924) | |
| 28.113 | | 24.804 | 28.779 | 16,0 |

Costi operativi

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|--|---------------|---------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 20.961 | Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 17.051 | 20.103 | 17,9 |
| (246) | di cui - oneri non ricorrenti | | | |
| 1.185 | - altri special item | 37 | 3 | |
| 1.495 | Costo lavoro | 1.045 | 1.119 | 7,1 |
| 355 | di cui - incentivi per esodi agevolati e altro | 17 | 12 | |
| 22.456 | | 18.096 | 21.222 | 17,3 |

Derivati su commodity

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|--|-----------|-------------|
| | | 2010 | 2011 |
| | Exploration & Production | 21 | (29) |
| 31 | - componente realizzata | | |
| (31) | - componente valutativa | 21 | (29) |
| 100 | Gas & Power | 19 | 4 |
| 40 | - componente realizzata | 30 | 84 |
| 60 | - componente valutativa | (11) | (80) |
| (39) | Refining & Marketing | (5) | (78) |
| (32) | - componente realizzata | (3) | (52) |
| (7) | - componente valutativa | (2) | (26) |
| | Petrochimica | 1 | 2 |
| | - componente realizzata | 1 | 2 |
| | Ingegneria & Costruzioni | 2 | 12 |
| (8) | - componente realizzata | | (1) |
| 8 | - componente valutativa | 2 | 13 |
| 61 | Derivati privi dei requisiti formali per hedge accounting | 38 | (89) |
| 31 | - componente realizzata | 28 | 33 |
| 30 | - componente valutativa | 10 | (122) |
| | Derivati di trading Gas & Power | | 61 |
| 61 | Totale | 38 | (28) |

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|------------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 1.922 | Exploration & Production | 1.680 | 1.588 | (5,5) |
| 258 | Gas & Power | 244 | 248 | 1,6 |
| 93 | Refining & Marketing | 80 | 92 | 15,0 |
| 22 | Petrolchimica | 19 | 22 | 15,8 |
| 145 | Ingegneria & Costruzioni | 114 | 145 | 27,2 |
| 1 | Altre attività | 1 | | .. |
| 23 | Corporate e società finanziarie | 18 | 17 | (5,6) |
| (6) | Effetto eliminazione utili interni | (4) | (5) | |
| 2.458 | Ammortamenti | 2.152 | 2.107 | (2,1) |
| 593 | Svalutazioni | 32 | 17 | (46,9) |
| 3.051 | | 2.184 | 2.124 | (2,7) |

Proventi netti su partecipazioni

(€ milioni)

| Primo trimestre 2011 | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Ingegneria & Costruzioni | Altri settori | Gruppo |
|--|--------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|---------------|------------|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 34 | 113 | 48 | 5 | | 200 |
| Dividendi | 82 | 3 | 29 | | | 114 |
| Altri proventi (oneri) netti | 1 | | | | (24) | (23) |
| | 117 | 116 | 77 | 5 | (24) | 291 |

Imposte sul reddito

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|----------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. |
| | Utile ante imposte | | | |
| (641) | Italia | 1.151 | 1.312 | 161 |
| 3.617 | Esteri | 3.676 | 4.534 | 858 |
| 2.976 | | 4.827 | 5.846 | 1.019 |
| | Imposte sul reddito | | | |
| (144) | Italia | 450 | 538 | 88 |
| 2.276 | Esteri | 1.958 | 2.349 | 391 |
| 2.132 | | 2.408 | 2.887 | 479 |
| | Tax rate (%) | | | |
| 22,5 | Italia | 39,1 | 41,0 | 1,9 |
| 62,9 | Esteri | 53,3 | 51,8 | (1,5) |
| 71,6 | | 49,9 | 49,4 | (0,5) |

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 dic. 2010 | 31 marzo 2011 | Var. ass. |
|---|---------------|---------------|----------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari | 27.783 | 27.058 | (725) |
| <i>Debiti finanziari a breve termine</i> | 7.478 | 6.156 | (1.322) |
| <i>Debiti finanziari a lungo termine</i> | 20.305 | 20.902 | 597 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (1.549) | (1.922) | (373) |
| Titoli non strumentali all'attività operativa | (109) | (110) | (1) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (6) | (75) | (69) |
| Indebitamento finanziario netto | 26.119 | 24.951 | (1.168) |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | 55.728 | 56.866 | 1.138 |
| Leverage | 0,47 | 0,44 | (0,03) |

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2011

(€ milioni)

| Società emittente | Ammontare al 31 marzo 2011 ^(a) |
|----------------------------|---|
| Eni Coordination Center SA | 43 |
| Eni Coordination Center SA | 118 |
| Eni Coordination Center SA | 26 |
| Altergaz | 8 |
| | 195 |

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo trimestre 2011 (garantiti da Eni SpA)

| Società emittente | Ammontare nominale emesso (milioni) | Valuta | Ammontare al 31 marzo 2011 ^(a) | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|--------|---|----------|-------|------|
| | | | (€ milioni) | Scadenza | Tasso | % |
| Eni Coordination Center SA | 100 | GPB | 114 | 2021 | Fisso | 4,75 |
| | | | 114 | | | |

(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 al 31 marzo 2011 | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Gruppo |
|--|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------------|
| Utile netto <i>adjusted</i> | 6.188 | 2.366 | (98) | 8.543 |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale) | - | - | - | 365 |
| Utile netto <i>adjusted unlevered</i> | 6.188 | 2.366 | (98) | 8.908 |
| Capitale investito netto <i>adjusted</i> | | | | |
| - a inizio periodo | 34.572 | 25.067 | 7.884 | 75.374 |
| - a fine periodo | 35.806 | 27.849 | 8.633 | 81.013 |
| Capitale investito netto medio <i>adjusted</i> | 35.189 | 26.458 | 8.259 | 78.194 |
| ROACE <i>adjusted</i> (%) | 17,6 | 8,9 | (1,2) | 11,4 |

(€ milioni)

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

| | 31 dic. 2010 | 31 marzo 2011 |
|---|----------------|----------------|
| ATTIVITÀ | | |
| Attività correnti | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | 1.549 | 1.922 |
| Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita | 382 | 387 |
| Crediti commerciali e altri crediti | 23.636 | 24.274 |
| Rimanenze | 6.589 | 6.414 |
| Attività per imposte sul reddito correnti | 467 | 269 |
| Attività per altre imposte correnti | 938 | 936 |
| Altre attività correnti | 1.350 | 1.664 |
| | 34.911 | 35.866 |
| Attività non correnti | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 67.404 | 65.949 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | 2.024 | 2.312 |
| Attività immateriali | 11.172 | 11.072 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 5.668 | 5.725 |
| Altre partecipazioni | 422 | 407 |
| Altre attività finanziarie | 1.523 | 1.520 |
| Attività per imposte anticipate | 4.864 | 4.186 |
| Altre attività non correnti | 3.355 | 3.520 |
| | 96.432 | 94.691 |
| Attività destinate alla vendita | 517 | 458 |
| TOTALE ATTIVITÀ | 131.860 | 131.015 |
| PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | |
| Passività correnti | | |
| Passività finanziarie a breve termine | 6.515 | 5.196 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | 963 | 960 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 22.575 | 20.235 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | 1.515 | 2.108 |
| Passività per altre imposte correnti | 1.659 | 2.474 |
| Altre passività correnti | 1.620 | 1.930 |
| | 34.847 | 32.903 |
| Passività non correnti | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 20.305 | 20.902 |
| Fondi per rischi e oneri | 11.792 | 11.501 |
| Fondi per benefici ai dipendenti | 1.032 | 1.019 |
| Passività per imposte differite | 5.924 | 5.344 |
| Altre passività non correnti | 2.194 | 2.432 |
| | 41.247 | 41.198 |
| Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | 38 | 48 |
| TOTALE PASSIVITÀ | 76.132 | 74.149 |
| PATRIMONIO NETTO | | |
| Interessenze di terzi | 4.522 | 4.900 |
| Patrimonio netto di Eni: | | |
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Riserve | 49.450 | 52.169 |
| Azioni proprie | (6.756) | (6.755) |
| Acconto sul dividendo | (1.811) | |
| Utile del periodo | 6.318 | 2.547 |
| Totale patrimonio netto di Eni | 51.206 | 51.966 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | 55.728 | 56.866 |
| TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | 131.860 | 131.015 |

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. 2010 | 2011 |
|------------------|---|-----------------|---------------|
| | RICAVI | | |
| 28.113 | Ricavi della gestione caratteristica | 24.804 | 28.779 |
| 208 | Altri ricavi e proventi | 285 | 233 |
| 28.321 | | 25.089 | 29.012 |
| | COSTI OPERATIVI | | |
| 20.961 | Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 17.051 | 20.103 |
| (246) | - di cui (proventi) oneri non ricorrenti | | |
| 1.495 | Costo lavoro | 1.045 | 1.119 |
| 61 | | 38 | (28) |
| 3.051 | ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI | 2.184 | 2.124 |
| 2.875 | AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | 4.847 | 5.638 |
| | PROVENTI (ONERI) FINANZIARI | | |
| 1.139 | Proventi finanziari | 1.363 | 3.117 |
| (1.354) | Oneri finanziari | (1.422) | (3.397) |
| 29 | Strumenti derivati | (186) | 197 |
| (186) | | (245) | (83) |
| | PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI | | |
| 95 | - Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 184 | 200 |
| 192 | - Altri proventi (oneri) su partecipazioni | 41 | 91 |
| 287 | | 225 | 291 |
| 2.976 | UTILE ANTE IMPOSTE | 4.827 | 5.846 |
| (2.132) | Imposte sul reddito | (2.408) | (2.887) |
| 844 | Utile netto | 2.419 | 2.959 |
| | Di competenza: | | |
| 548 | - azionisti Eni | 2.222 | 2.547 |
| 296 | - interessenze di terzi | 197 | 412 |
| 844 | | 2.419 | 2.959 |
| | Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione) | | |
| 0,15 | - semplice | 0,61 | 0,70 |
| 0,15 | - diluito | 0,61 | 0,70 |

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)

| | I trim. | |
|--|--------------|--------------|
| | 2010 | 2011 |
| Utile netto | 2.419 | 2.959 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | |
| - Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | 1.870 | (1.883) |
| - Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge | (23) | 54 |
| - Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo | 10 | (20) |
| | 1.857 | (1.849) |
| Totale utile complessivo | 4.276 | 1.110 |
| Di competenza: | | |
| - azionisti Eni | 4.036 | 741 |
| - interessenze di terzi | 240 | 369 |

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

| | | |
|---|-------|---------------|
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010 | | 55.728 |
| Totale utile complessivo di periodo | 1.110 | |
| Versamenti degli azionisti | 6 | |
| Altre variazioni | 22 | |
| Totale variazioni | | 1.138 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2011 | | 56.866 |
| Di competenza: | | |
| - azionisti Eni | | 51.966 |
| - interessenze di terzi | | 4.900 |

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

| | IV trim. 2010 | I trim. | |
|----------------|---|----------------|----------------|
| | | 2010 | 2011 |
| 844 | Utile netto | 2.419 | 2.959 |
| | <i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i> | | |
| 2.458 | Ammortamenti | 2.152 | 2.107 |
| 593 | Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali | 32 | 17 |
| (95) | Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (184) | (200) |
| (173) | Plusvalenze nette su cessioni di attività | (169) | (19) |
| (4) | Dividendi | (43) | (114) |
| 9 | Interessi attivi | (39) | (25) |
| 155 | Interessi passivi | 145 | 159 |
| 2.132 | Imposte sul reddito | 2.408 | 2.887 |
| 11 | Altre variazioni | (95) | 86 |
| | <i>Variazioni del capitale di esercizio:</i> | | |
| 283 | - rimanenze | (120) | (270) |
| (2.335) | - crediti commerciali | (2.724) | (601) |
| 2.794 | - debiti commerciali | 1.801 | (1.222) |
| 915 | - fondi per rischi e oneri | 56 | (48) |
| (1.692) | - altre attività e passività | 617 | 412 |
| (35) | <i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i> | (370) | (1.729) |
| 12 | Variazione fondo per benefici ai dipendenti | (4) | (7) |
| 240 | Dividendi incassati | 35 | 118 |
| 53 | Interessi incassati | 47 | (14) |
| (182) | Interessi pagati | (143) | (216) |
| (2.872) | Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | (1.637) | (1.824) |
| 3.146 | Flusso di cassa netto da attività operativa | 4.554 | 4.185 |
| | <i>Investimenti:</i> | | |
| (3.363) | - attività materiali | (2.447) | (2.533) |
| (549) | - attività immateriali | (332) | (342) |
| (41) | - imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda | | |
| (68) | - partecipazioni | (39) | (41) |
| (37) | - titoli | (4) | (8) |
| (290) | - crediti finanziari | (366) | (513) |
| 290 | - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | (104) | (225) |
| (4.058) | <i>Flusso di cassa degli investimenti</i> | (3.292) | (3.662) |
| | <i>Disinvestimenti:</i> | | |
| 21 | - attività materiali | 203 | 7 |
| 21 | - attività immateriali | | 18 |
| 167 | - imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | |
| 2 | - partecipazioni | 526 | 1 |
| (24) | - titoli | 6 | |
| 291 | - crediti finanziari | 306 | 480 |
| 56 | - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | (44) | 4 |
| 534 | <i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i> | 997 | 510 |
| (3.524) | Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*) | (2.295) | (3.152) |

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|--|----------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 |
| 1.278 | Assunzione di debiti finanziari non correnti | 22 | 771 |
| (2.585) | Rimborsi di debiti finanziari non correnti | (2.198) | (308) |
| 1.855 | Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | 692 | (1.100) |
| 548 | | (1.484) | (637) |
| | Apporti netti di capitale proprio da terzi | | 6 |
| 17 | Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante | 13 | 7 |
| | Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate | | (8) |
| (160) | Dividendi distribuiti ad altri azionisti | | |
| 405 | Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (1.471) | (632) |
| | Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti) | | (6) |
| 10 | Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | 49 | (22) |
| 37 | Flusso di cassa netto del periodo | 837 | 373 |
| 1.512 | Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo | 1.608 | 1.549 |
| 1.549 | Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo | 2.445 | 1.922 |

(*) 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)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|---|--------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 |
| | Investimenti finanziari: | | |
| (37) | - titoli | | (3) |
| (11) | - crediti finanziari | (106) | (77) |
| (48) | | (106) | (80) |
| | Disinvestimenti finanziari: | | |
| (9) | - titoli | 6 | |
| 13 | - crediti finanziari | 12 | 13 |
| 4 | | 18 | 13 |
| (44) | Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria | (88) | (67) |

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|--|---------|------|
| | | 2010 | 2011 |
| | Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda | | |
| 300 | Attività correnti | | |
| 155 | Attività non correnti | | |
| (35) | Disponibilità finanziarie nette | | |
| (291) | Passività correnti e non correnti | | |
| 129 | Effetto netto degli investimenti | | |
| (7) | Interessenza di terzi | | |
| (65) | Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo | | |
| 57 | Totale prezzo di acquisto | | |
| | a dedurre: | | |
| (16) | <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i> | | |
| 41 | Flusso di cassa degli investimenti | | |
| | Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | |
| 2 | Attività correnti | | |
| 159 | Attività non correnti | | |
| 15 | Indebitamento finanziario netto | | |
| (166) | Passività correnti e non correnti | | |
| 10 | Effetto netto dei disinvestimenti | | |
| 169 | Plusvalenza per disinvestimenti | | |
| 179 | Totale prezzo di vendita | | |
| | a dedurre: | | |
| (12) | <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i> | | |
| 167 | Flusso di cassa dei disinvestimenti | | |

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | | |
|------------------|---------------------------------|--------------|--------------|------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. % |
| 2.573 | Exploration & Production | 1.964 | 1.952 | (0,6) |
| 615 | Gas & Power | 310 | 279 | (10,0) |
| 381 | Refining & Marketing | 118 | 132 | 11,9 |
| 126 | Petrochimica | 26 | 39 | 50,0 |
| 386 | Ingegneria & Costruzioni | 412 | 345 | (16,3) |
| 1 | Altre attività | 9 | 2 | (77,8) |
| 33 | Corporate e società finanziarie | 17 | 40 | .. |
| (203) | Elisioni di consolidamento | (77) | 86 | |
| 3.912 | | 2.779 | 2.875 | 3,5 |

Gli **investimenti tecnici** di €2.875 milioni (€2.779 milioni nel primo trimestre 2010) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.700 milioni), in particolare in Algeria, Kazakhstan, Norvegia, Congo, Italia e Stati Uniti, e le attività di ricerca esplorativa (€236 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Angola, Australia, Ghana, Norvegia, Indonesia e Timor Est;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€157 milioni) e di distribuzione del gas (€64 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€39 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€107 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 (€20 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€345 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 |
| 184 | Italia | 152 | 164 |
| 320 | Resto d'Europa | 177 | 330 |
| 546 | Africa Settentrionale | 445 | 426 |
| 606 | Africa Occidentale | 588 | 488 |
| 264 | Kazakhstan | 223 | 217 |
| 164 | Resto dell'Asia | 116 | 112 |
| 446 | America | 247 | 153 |
| 43 | Australia e Oceania | 16 | 62 |
| 2.573 | | 1.964 | 1.952 |

GAS & POWER

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|---------------------------------|------------|------------|
| | | 2010 | 2011 |
| 88 | Mercato | 42 | 18 |
| 519 | Business regolati Italia | 268 | 260 |
| 300 | - <i>Trasporto</i> | 164 | 157 |
| 135 | - <i>Distribuzione</i> | 58 | 64 |
| 84 | - <i>Stoccaggio</i> | 46 | 39 |
| 8 | Trasporto internazionale | | 1 |
| 615 | | 310 | 279 |

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | I trim. | |
|------------------|---|------------|------------|
| | | 2010 | 2011 |
| 251 | Raffinazione, supply e logistica | 95 | 107 |
| 125 | Marketing | 17 | 20 |
| 5 | Altre Attività | 6 | 5 |
| 381 | | 118 | 132 |

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

| IV trim. 2010 | | | I trim. | |
|------------------|--|--------------------------|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 1.954 | Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)} | (migliaia di boe/giorno) | 1.842 | 1.684 |
| 182 | Italia | | 182 | 186 |
| 236 | Resto d'Europa | | 243 | 224 |
| 688 | Africa Settentrionale | | 589 | 505 |
| 403 | Africa Occidentale | | 402 | 375 |
| 117 | Kazakhstan | | 121 | 117 |
| 155 | Resto dell'Asia | | 122 | 120 |
| 145 | America | | 159 | 131 |
| 28 | Australia e Oceania | | 24 | 26 |
| 173,6 | Produzione venduta ^(a) | (milioni di boe) | 158,6 | 145,7 |

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

| IV trim. 2010 | | | I trim. | |
|------------------|---|-----------------------------|--------------|------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 1.049 | Produzione di petrolio e condensati ^(a) | (migliaia di barili/giorno) | 1.011 | 899 |
| 63 | Italia | | 58 | 67 |
| 129 | Resto d'Europa | | 132 | 123 |
| 329 | Africa Settentrionale | | 287 | 239 |
| 302 | Africa Occidentale | | 341 | 286 |
| 72 | Kazakhstan | | 72 | 71 |
| 74 | Resto dell'Asia | | 36 | 38 |
| 71 | America | | 77 | 67 |
| 9 | Australia e Oceania | | 8 | 8 |

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

| IV trim. 2010 | | | I trim. | |
|------------------|---|--------------------------------|------------|------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 142 | Produzione di gas naturale ^{(a)(b)} | (milioni di metri cubi/giorno) | 131 | 123 |
| 18 | Italia | | 19 | 19 |
| 17 | Resto d'Europa | | 18 | 16 |
| 56 | Africa Settentrionale | | 48 | 41 |
| 16 | Africa Occidentale | | 9 | 14 |
| 7 | Kazakhstan | | 8 | 7 |
| 13 | Resto dell'Asia | | 14 | 13 |
| 12 | America | | 13 | 10 |
| 3 | Australia e Oceania | | 2 | 3 |

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2011 e 2010, rispettivamente, e 9,7 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2010).

Petrolchimica

| IV trim. 2010 | | | I trim. | |
|------------------|-----------------------|--------------------------|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| | Vendite | (€ milioni) | | |
| 648 | Petrolchimica di base | | 673 | 847 |
| 771 | Polimeri | | 758 | 903 |
| 55 | Altri ricavi | | 45 | 47 |
| 1.474 | | | 1.476 | 1.797 |
| | Produzioni | (migliaia di tonnellate) | | |
| 1.136 | Petrolchimica di base | | 1.241 | 1.171 |
| 560 | Polimeri | | 607 | 553 |
| 1.696 | | | 1.848 | 1.724 |

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

| IV trim. 2010 | | | I trim. | |
|------------------|-------------------------|--|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| | Ordini acquisiti | | | |
| 1.241 | <i>Offshore</i> | | 1.105 | 1.727 |
| 2.050 | <i>Onshore</i> | | 1.247 | 933 |
| 10 | Perforazioni mare | | 140 | 75 |
| 11 | Perforazioni terra | | 186 | 173 |
| 3.312 | | | 2.678 | 2.908 |

(€ milioni)

| | 31 dic. 2010 | 31 marzo 2011 |
|---------------------------|---------------|---------------|
| Portafoglio ordini | 20.505 | 20.459 |