



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL SECONDO TRIMESTRE E DEL PRIMO SEMESTRE 2011

San Donato Milanese, 29 luglio 2011 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2011 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- Utile operativo *adjusted*: €9,1 miliardi nel semestre (+8%); €4 miliardi nel trimestre (-3%);
- Utile netto *adjusted*: €3,63 miliardi nel semestre (+4%); €1,44 miliardi nel trimestre (-14%);
- Utile netto: €3,8 miliardi nel semestre (-6%); €1,25 miliardi nel trimestre (-31%);
- *Cash flow*: €8,6 miliardi nel semestre; €4,41 miliardi nel trimestre;
- Proposta di acconto dividendo di €0,52 per azione.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi penalizzata dal protrarsi della crisi libica: -15% nel trimestre a 1,489 milioni di barili/giorno (-12% nel semestre); -2% (-1% nel semestre) al netto della perdita di produzione in Libia e dell'effetto prezzo;
- Vendite di gas: +9% a 21 miliardi di metri cubi nel trimestre (+7% nel semestre);
- Avviati nel semestre 4 giacimenti in USA, Congo e Italia;
- Nuove opportunità di crescita nel sud-est asiatico con l'acquisizione di permessi esplorativi in Indonesia e l'ingresso in due scoperte a gas nel Mar di Timor australiano;
- Accordo con Sonatrach per lo sviluppo delle riserve di *shale gas* dell'Algeria;
- Successi esplorativi in Norvegia, USA, Ghana, Venezuela, Regno Unito, Angola ed Egitto con un incremento delle riserve Eni di 415 milioni di barili nel semestre.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Il primo semestre del 2011 ha sofferto delle mancate produzioni in Libia che hanno impattato tutti i nostri settori di attività. Nonostante la crisi libica ed i costi di approvvigionamento gas, che, nel semestre, non tengono conto dei benefici retroattivi delle rinegoziazioni in corso, Eni ha ottenuto solidi risultati sostenuti, in particolare, dal miglioramento della redditività E&P. Nel periodo abbiamo consolidato le nostre prospettive di crescita grazie al progresso sui progetti di sviluppo, agli importanti successi esplorativi e ai nuovi accordi in aree core e in nuove aree ad elevato potenziale. I solidi risultati attesi per il 2011 e le prospettive di crescita e di redditività future ci consentono di confermare la nostra politica di dividendo e di proporre un acconto di €0,52 per azione."

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011 redatta ai sensi dell'art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

Highlight finanziari

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var.% Il trim. 11 vs 10	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I semestre		
						2010	2011	Var. %
4.305	5.638	3.810	(11,5)	Utile operativo		9.152	9.448	3,2
4.128	5.099	4.003	(3,0)	Utile operativo adjusted^(a)		8.459	9.102	7,6
1.824	2.547	1.254	(31,3)	Utile netto ^(b)		4.046	3.801	(6,1)
0,50	0,70	0,35	(30,0)	- per azione (€) ^(c)		1,12	1,05	(6,3)
1,27	1,91	1,01	(20,5)	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		2,97	2,95	(0,7)
1.667	2.198	1.436	(13,9)	Utile netto adjusted^{(a)(b)}		3.489	3.634	4,2
0,46	0,61	0,40	(13,0)	- per azione (€) ^(c)		0,96	1,00	4,2
1,17	1,67	1,15	(1,7)	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		2,55	2,81	10,2

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 27.

(b) Utile di competenza azionisti Eni.

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo *adjusted*

Nel secondo trimestre 2011 l'utile operativo *adjusted* è stato di €4 miliardi con una flessione del 3% rispetto al secondo trimestre 2010, causata dall'andamento negativo dei settori *downstream*. Il settore Gas & Power ha riportato un calo dell'utile del 60% dovuto alla forte pressione competitiva e allo scenario che hanno penalizzato i margini unitari di commercializzazione. Il risultato *adjusted* di Gas & Power non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica, in caso di esito positivo, potrebbe essere anteriore al 30 giugno. I settori Refining & Marketing e Petrolchimica hanno chiuso il trimestre con un netto ampliamento delle perdite operative, penalizzati dall'elevato costo della carica petrolifera non trasferito nei prezzi finali dei prodotti. Questi *trend* negativi sono stati attenuati dal miglioramento di *performance* del settore Exploration & Production (+11%) trainato dallo scenario petrolifero che ha consentito di assorbire gli effetti economici della perdita di produzione in Libia e l'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+13%). Anche il settore Ingegneria & Costruzioni ha migliorato la *performance* (+10%) grazie alla crescita del volume di affari e alla migliore redditività delle commesse.

Il primo semestre 2011 evidenzia un incremento dell'8% dell'utile operativo *adjusted* di Gruppo a €9,1 miliardi grazie al positivo andamento dei settori Exploration & Production e, in misura minore, Ingegneria & Costruzioni, nonostante la flessione dei settori Gas & Power e Refining & Marketing.

Utile netto *adjusted*

Nel secondo trimestre 2011 l'utile netto *adjusted* è stato di €1,44 miliardi con una flessione del 14% rispetto al secondo trimestre 2010 a causa della flessione della *performance* operativa e dell'incremento di due punti percentuali del *tax rate* consolidato.

L'utile netto del semestre è stato di €3,63 miliardi (+4% rispetto al primo semestre 2010) che riflette il miglioramento della *performance* operativa, con un *tax rate* in leggera flessione (-0,5 punti percentuali).

Investimenti tecnici

Nel secondo trimestre 2011 gli investimenti tecnici di €3.740 milioni (€6.615 milioni nel semestre) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem e delle infrastrutture di trasporto del gas.

Cash flow

Nel secondo trimestre 2011 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €4.411 milioni (€8.596 milioni nel semestre). Il flusso di cassa del trimestre ha beneficiato del saldo positivo di €248 milioni dato dal *factoring* del primo trimestre 2011 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 marzo 2011 (€932 milioni) e il *factoring* del trimestre corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2011 (€1.180 milioni). Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici del periodo e al pagamento del saldo dividendo 2010 agli azionisti Eni (€1.811 milioni) e agli azionisti di minoranza di altre società consolidate (€397 milioni).

Al 30 giugno 2011 l'indebitamento finanziario netto¹ ammonta a €25.978 milioni, che rappresenta una leggera flessione di €141 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 e un incremento di €1.027 milioni rispetto al 31 marzo 2011.

(1) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 36.

Indici di performance finanziaria

Il ROACE² calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2011 è del 10,9% (9,7% al 30 giugno 2010). Il *leverage*² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,47 al 30 giugno 2011, invariato rispetto al 31 dicembre 2010. Sull'indicatore hanno inciso in positivo l'utile netto di periodo e la leggera flessione dell'indebitamento finanziario netto; in negativo la distribuzione dei dividendi e la riduzione del patrimonio netto consolidato di circa €2,37 miliardi causata dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro ai cambi puntuali di fine periodo (8%).

Interim dividend 2011

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2011 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione che delibera l'8 settembre 2011 sarà di €0,52 per azione³ (€0,50 nel 2010) da mettere in pagamento a partire dal 22 settembre 2011 con stacco cedola il 19 settembre 2011.

Highlight operativi e di scenario

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var.% II trim. 11 vs 10			I semestre		
						2010	2011	Var.%
1.758	1.684	1.489	(15,3)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.800	1.586	(11,9)
980	899	793	(19,1)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	995	846	(15,0)
122	123	110	(9,8)	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	116	(7,9)
19,19	32,33	21,00	9,4	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	49,70	53,33	7,3
9,61	9,68	9,66	0,5	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	18,61	19,34	3,9
				Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	5,62	5,54	(1,4)
2,94	2,64	2,90	(1,4)					

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2011 la produzione di idrocarburi è stata di 1,489 milioni di boe/giorno (1,586 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2011) evidenziando una flessione del 15% rispetto al secondo trimestre 2010 (-12% rispetto al primo semestre 2010). L'entità del calo è spiegata dalla sospensione delle attività produttive Eni in Libia e delle esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream, ad eccezione del giacimento di Wafa per la fornitura di gas destinato alla produzione locale di energia elettrica con una portata di circa 50 mila boe/giorno in quota Eni. 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 -36 mila barili/giorno nel confronto con il secondo trimestre 2010 (circa -30 mila barili/giorno rispetto al primo semestre 2010), oltre che dalla citata perdita di produzione in Libia pari a circa -200 mila boe/giorno nel confronto con il secondo trimestre 2010 (circa -170 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2010). Al netto di tali effetti la produzione del trimestre evidenzia una flessione di circa 2 punti percentuali (meno 1 punto percentuale nel semestre) per effetto principalmente delle fermate programmate, in particolare in Italia. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dalla crescita registrata in Norvegia, Egitto e Iraq.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2011 le vendite di gas sono state di 21 miliardi di metri cubi con un aumento del 9% rispetto al secondo trimestre 2010 (+7% rispetto al primo semestre 2010) per effetto del significativo miglioramento registrato nei mercati europei e domestico. La *performance* dei mercati europei (+2,29 miliardi di metri cubi nel trimestre, pari al +26%; +19% nel semestre) è stata trainata dalla crescita ottenuta in Turchia, Germania/Austria, Belgio, UK/Nord Europa e Francia. In Italia la crescita dei volumi (+0,84 miliardi di metri cubi nel trimestre pari al +13%; +11% nel semestre) è dovuta alla riconquista di clienti e ai maggiori prelievi nei segmenti termoelettrico, industriale e grossista, azioni che si sono tradotte in un apprezzabile recupero di quota di mercato. Tali incrementi sono stati in parte compensati dai minori ritiri degli importatori in Italia (-74% e -55% rispettivamente nel trimestre e nel semestre) anche a causa della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione delle importazioni attraverso il gasdotto GreenStream.

(2) 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. 37 e pag. 36.

(3) Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2011 i margini di raffinazione hanno registrato livelli non remunerativi (margine indicatore TRC Brent nel trimestre a 1,1\$/barile, -68% rispetto al secondo trimestre 2010; nel semestre pari a 1,4\$/barile -51% vs. il primo semestre 2010) a causa dell'incremento del costo della carica petrolifera non assorbito dai prezzi dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre l'aumento del prezzo del petrolio ha determinato un incremento del costo delle *utility* energetiche, con penalizzazioni sui costi variabili delle raffinerie. La riapertura dei differenziali tra greggi leggeri e pesanti e il miglioramento del rapporto tra i prezzi dei prodotti pregiati rispetto all'olio combustibile hanno favorito le raffinerie complesse Eni consentendo di attenuare l'impatto dei trend negativi di scenario sul margine aziendale.

Nel secondo trimestre 2011 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione dell'1,4% (-2,4% nel semestre) a fronte di un calo dei consumi superiore (-1,9%). La quota di mercato media risulta pari al 30,2% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2010. Le vendite rete nei mercati europei hanno risentito nel trimestre del calo dei consumi e della pressione competitiva (-1,3% nel trimestre; +1,4% nel semestre) con flessioni in Germania, Francia e paesi dell'Est Europa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal beneficio dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria perfezionata nel corso del 2010.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2011 sono stati penalizzati dall'apprezzamento del cambio euro/dollaro (+13% nel trimestre; +5,6% nel semestre).

Aggiornamento situazione in Libia

Tutte le attività di produzione Eni e le esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese ad eccezione del campo di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. Gli impianti e la *pipeline* sono stati messi in sicurezza e a oggi non hanno subito danni. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas ai livelli originari ante crisi del 2010 una volta che la situazione tornerà alla normalità. Da marzo Eni ha evacuato tutto il personale espatriato ed ha sospeso tutte le attività legate ai progetti di esplorazione e di sviluppo. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno al livello attuale di circa 50 mila boe/giorno in quota Eni. Al 30 giugno 2011 il capitale investito netto è di circa \$2,04 miliardi (\$2,5 miliardi al 31 dicembre 2010) inclusa la quota di competenza del 50% di GreenStream BV.

Sviluppi di business

Algeria

Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali nel Paese, in particolare di risorse di *shale gas*.

Australia

Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di *appraisal*. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la *Final Investment Decision (FID)*.

Indonesia

Nel maggio 2011 Eni si è aggiudicata al 100% i diritti di esplorazione con il ruolo di operatore del Blocco Arguni I nel bacino di Bintuni, dalle notevoli potenzialità. Il programma di *commitment* prevede la perforazione di due pozzi nei primi tre anni del periodo di validità della licenza.

Sudafrica

Nel giugno 2011 Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo

di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre Eni assicurerà forniture *long-term* di GNL per la produzione di energia elettrica e liquidi da gas (GTL), flussi di prodotti raffinati e sostegno nella realizzazione di centrali elettriche con la finalità di favorire lo sviluppo economico del Paese. Saranno valutate possibili opzioni di utilizzo economico degli impianti di stoccaggio di Saldanha, localizzati strategicamente tra i mercati asiatici, americani ed europei.

Chimica Verde

Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti petrolchimici biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produttiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla *joint venture* fornendo le tecnologie e il proprio *know-how* nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa €1,2 miliardi che sarà sostenuto in via diretta o tramite la *joint venture* nel periodo 2011-2016.

Egitto

Nel luglio 2011 Eni e le Autorità di Stato dell'Egitto hanno raggiunto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese. Sono state definite nuove iniziative nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi. Inoltre Eni promuoverà diverse iniziative nel campo della sostenibilità e a favore delle comunità locali.

Belgio

Nel luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Noun Energy per l'acquisizione della controllata Noun Belgium NV, che commercializza gas ed energia elettrica ai segmenti industriale e residenziale in Belgio. Il perfezionamento dell'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti autorità.

Attività esplorativa

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo in:

- (i) Norvegia, con l'importante scoperta a olio e gas di Skrugard nella licenza PL 532 (Eni 30%) con riserve recuperabili stimate in circa 250 milioni di barili al 100% e per la quale si prevede uno sviluppo in via accelerata;
- (ii) Stati Uniti, con il pozzo di *appraisal* ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%) nel Golfo del Messico;
- (iii) Ghana, con il pozzo di *appraisal* Sankofa-2 e la scoperta di Gye Nyame entrambi mineralizzati a gas e condensati, nella licenza offshore di Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%);
- (iv) Venezuela, con i pozzi di *appraisal* Perla 4 e 5 nel blocco Cardon IV (Eni 50%) ha consentito di incrementare il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in place al 100%. Il target produttivo pari a circa 10 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2013;
- (v) Regno Unito, con l'*appraisal* della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%);
- (vi) Angola, con il pozzo di scoperta Mukuvo-1 e di *appraisal* Cinguvu-2 entrambi mineralizzati a petrolio nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), nell'ambito del progetto West Hub, sanzionato nel 2010. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione di picco pari a 22 mila barili/giorno;
- (vii) Egitto, con attività *near field*: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con i due pozzi di scoperta a olio di BB-10 e BLNE-1, allacciati alle *facility* produttive presenti nell'area; (ii) nella *development lease* Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East. È in corso il collegamento alle *facility* produttive; (iii) nella *development lease* Meleiha (Eni 56%) con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW e Dorra-1X, entrambi avviati in produzione;
- (viii) Pakistan, con il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%).

Avvii produttivi

In linea con i piani produttivi sono stati avviati i seguenti principali giacimenti:

- (i) Capparuccia (Eni 77,8%) in Italia, con una produzione iniziale pari a circa 4 mila boe/giorno;
- (ii) Libondo (Eni 35%) nell'*offshore* del Congo;
- (iii) Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'*offshore* dell'Alaska. Il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno;
- (iv) Appaloosa (Eni 100%) nel Golfo del Messico, con una produzione pari a 7 mila barili/giorno.

Cessione dei gasdotti internazionali

Nell'ambito degli impegni concordati con la Commissione Europea per dismettere i propri *asset* nel trasporto internazionale riguardanti i gasdotti TAG Austria e TENP/Transitgas Germania/Svizzera, interconnessi al sistema italiano di trasporto, il 10 giugno 2011 Eni ha sottoscritto con Cassa Depositi e Prestiti SpA ("CDP") un contratto di compravendita che prevede la cessione dell'89% del capitale sociale di Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG"), cui corrisponde una partecipazione del 94% ai risultati economici. TAG è la società titolare dei diritti di trasporto relativi al tratto austriaco del gasdotto che collega la Russia all'Italia. L'operazione di cessione, soggetta ad approvazione della Commissione Europea, prevede il pagamento di un prezzo pari a €483 milioni, oltre al rimborso di un finanziamento erogato da Eni alla società pari a circa €192 milioni; tali importi saranno oggetto di un aggiustamento alla data del *closing* come da prassi di mercato. Le parti hanno inoltre concordato meccanismi di *earn out* collegati al verificarsi di determinati eventi.

Alla conclusione dell'operazione, rimarranno inalterati i diritti di trasporto del gas contrattualizzati con clausola *ship-or-pay* da Eni con TAG.

Proseguono le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni negli altri due gasdotti TENP (Germania) e Transitgas (Svizzera), oggetto degli impegni con la Commissione Europea.

Evoluzione prevedibile della gestione

Sebbene in un quadro di graduale rafforzamento dell'attività economica globale, l'*outlook* 2011 presenta un margine di incertezza e volatilità a causa dell'imprevedibilità degli sviluppi legati a fattori macroeconomici e geopolitici, tra i quali in particolare l'evolvere della crisi libica. Le quotazioni del petrolio sono attese in un *trend* solido sostenuto anche 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 115 \$/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 e la forte pressione competitiva riduce la redditività degli operatori. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria (domanda stagnante ed eccesso di capacità) e dell'elevato costo della carica e delle *utility* energetiche. Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011 allo scenario di prezzo di 115 \$/barile è prevista in flessione rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010 a 80 \$/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 parzialmente recuperati dalla migliore *performance*. Assumendo il mantenimento del livello corrente di circa 50 mila boe/giorno in Libia nella parte restante dell'esercizio, il *management* stima, a parità di scenario prezzi, una flessione di circa 10 punti percentuali del livello produttivo 2011 vs. il 2010. Il *management* prosegue le azioni pianificate per incrementare i livelli produttivi negli altri Paesi di attività: nel 2011 è prevista l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010; sono previsti *start-up* in USA, Australia, Egitto, Italia ed Algeria e attività di ottimizzazione della produzione in particolare in Nigeria, Norvegia, Egitto, Angola e Regno Unito;
- **Vendite di gas mondo:** le vendite 2011 sono previste in crescita rispetto al 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010), nonostante l'attesa flessione delle vendite agli *shipper* per effetto della crisi libica. Sono previsti volumi in crescita in Italia dovuti alla riconquista di clienti nei segmenti termoelettrico, industriale e grossisti, con un significativo miglioramento della quota, e nei mercati europei *target*. In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo, azioni di *marketing* volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine. Sul piano finanziario, le minori vendite di gas agli *shipper* per effetto della crisi libica

saranno bilanciate dai minori anticipi di cassa ai fornitori di gas per l'attivazione della clausola di *take-or-pay*, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alla minore disponibilità di gas libico tramite altre fonti di approvvigionamento;

- **Business regolati:** la *performance* dei Business regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della prosecuzione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in 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. Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto ed azioni di ottimizzazione dei cicli produttivi e di recupero di efficienza diffusa per attenuare gli effetti della congiuntura di scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in lieve flessione rispetto al 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) a causa della riduzione dei consumi di carburanti, i cui effetti saranno attenuati da azioni mirate di *pricing* e iniziative promozionali, dallo sviluppo del "*non-oil*" e dall'incremento della qualità del servizio;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (€13,87 miliardi nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti *giant* e le aree dove sono programmati importanti avvisi del settore 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 115 \$/barile e delle dismissioni programmate.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le *best practices* di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2011, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali *trend* di *business* rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2011 e al secondo trimestre 2010 e al primo semestre 2011 e 2010. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2011, al 31 marzo 2011 e al 31 dicembre 2010. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard (IFRS)*, emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 giugno 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 rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del primo semestre 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 secondo trimestre e del primo semestre 2011 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.*

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2011

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre 2010	2011	Var. %
22.902	28.779	24.596	7,4	Ricavi della gestione caratteristica	47.706	53.375	11,9
4.305	5.638	3.810	(11,5)	Utile operativo	9.152	9.448	3,2
(368)	(669)	(240)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(777)	(909)	
191	130	433		Esclusione <i>special item</i> :	84	563	
		69		<i>di cui</i> :		69	
191	130	364		- oneri (proventi) non ricorrenti	84	494	
4.128	5.099	4.003	(3,0)	- altri <i>special item</i>	84	494	
				Utile operativo adjusted^(a)	8.459	9.102	7,6
3.442	4.120	3.826	11,2	Dettaglio per settore di attività:	6.560	7.946	21,1
629	958	251	(60,1)	Exploration & Production	1.896	1.209	(36,2)
(52)	(176)	(114)	(119,2)	Gas & Power	(146)	(290)	(98,6)
(11)	(12)	(30)	(172,7)	Refining & Marketing	(70)	(42)	40,0
343	342	378	10,2	Petrochimica	632	720	13,9
(51)	(45)	(60)	(17,6)	Ingegneria & Costruzioni	(108)	(105)	2,8
(75)	(84)	(69)	8,0	Altre attività	(140)	(153)	(9,3)
(97)	(4)	(179)		Corporate e società finanziarie	(165)	(183)	
(309)	(83)	(292)		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	(554)	(375)	
311	265	414		Proventi (oneri) finanziari netti ^(c)	521	679	
(2.348)	(2.671)	(2.443)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(c)	(4.625)	(5.114)	
56,9	50,6	59,2		Imposte sul reddito ^(c)	54,9	54,4	
1.782	2.610	1.682	(5,6)	Tax rate adjusted (%)	3.801	4.292	12,9
1.824	2.547	1.254	(31,3)	Utile netto adjusted^(a)	4.046	3.801	(6,1)
(250)	(474)	(170)		Utile netto di competenza azionisti Eni	(530)	(644)	
93	125	352		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(27)	477	
		69		Esclusione <i>special item</i> :		69	
93	125	283		<i>di cui</i> :	(27)	408	
1.667	2.198	1.436	(13,9)	- oneri (proventi) non ricorrenti	3.489	3.634	4,2
				- altri <i>special item</i>			
0,50	0,70	0,35	(30,0)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1,12	1,05	(6,3)
1,27	1,91	1,01	(20,5)	per azione (€)	2,97	2,95	(0,7)
				per ADR (\$)			
0,46	0,61	0,40	(13,0)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	0,96	1,00	4,2
1,17	1,67	1,15	(1,7)	per azione (€)	2,55	2,81	10,2
				per ADR (\$)			
3.622,4	3.622,5	3.622,6		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(d)	3.622,4	3.622,6	
4.585	4.185	4.411	(3,8)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	9.139	8.596	(5,9)
4.328	2.875	3.740	(13,6)	Investimenti tecnici	7.107	6.615	(6,9)

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. pag 27.

(b) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

(c) Escludono gli *special item*.

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre 2010	2011	Var. %
78,30	104,97	117,36	49,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	77,27	111,16	43,9
1,273	1,367	1,439	13,0	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,328	1,403	5,6
61,51	76,79	81,56	32,6	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	58,19	79,23	36,2
3,39	1,74	1,09	(67,8)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,90	1,41	(51,4)
4,56	3,35	2,20	(51,8)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,89	2,77	(28,8)
2,66	1,27	0,75	(71,8)	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,18	1,00	(54,1)
5,68	9,09	9,36	64,8	Prezzo gas NBP ^(d)	5,64	9,23	63,7
0,7	1,1	1,4	100,0	Euribor - a tre mesi (%)	0,9	1,3	44,4
0,4	0,3	0,3	(25,0)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,3	

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In USD per milioni di btu.

Risultati di Gruppo

Nel secondo trimestre 2011 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.254 milioni è diminuito di €570 milioni rispetto al secondo trimestre 2010, pari al 31,3%, riflettendo la contrazione dell'utile operativo (-11,5%) a causa del negativo andamento dei settori *downstream* gas, raffinazione e petrolchimica attenuato dal miglioramento della *performance* dei settori Exploration & Production e Ingegneria & Costruzioni. Il risultato del trimestre è stato penalizzato dalla maggiore incidenza delle imposte sul reddito con il *tax rate* consolidato in aumento di circa 6 punti percentuali per oneri fiscali non correlati al risultato economico consolidato, quali quelli su dividendi infragrupo e oneri straordinari non deducibili relativi a un procedimento *antitrust*.

Nel primo semestre 2011 l'utile netto è stato di €3.801 milioni con una diminuzione di €245 milioni rispetto al 2010, pari al 6,1% che riflette un maggiore utile di competenza delle interessenze di terzi (€346 milioni) e le maggiori imposte sul reddito (€468 milioni) con un incremento di due punti percentuali del *tax rate* consolidato. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dell'utile operativo (+3,2%) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'aumento del prezzo del petrolio, nonché da minori oneri finanziari e su cambi netti (€224 milioni) connessi alla variazione positiva del *fair value* di derivati su cambi privi dei requisiti formali per la contabilizzazione in *hedge accounting*.

Nel secondo trimestre 2011 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.436 milioni è diminuito di €231 milioni rispetto al secondo trimestre 2010 (-13,9%). Nel primo semestre 2011 l'utile netto *adjusted* è stato di €3.634 milioni, in aumento di €145 milioni (+4,2% rispetto al primo semestre 2010).

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €170 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €352 milioni, con una rettifica complessiva di +€182 milioni. Nel semestre l'utile di magazzino di €644 milioni e gli *special item* pari a €477 milioni di oneri, hanno avuto un effetto complessivo sull'utile netto di -€167 milioni.

Nel primo semestre 2011 gli **special item** operativi hanno riguardato: (i) svalutazioni di €265 milioni relative ad *asset* minerari nel settore Exploration & Production, principalmente proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e allo scenario dei prezzi del gas, e investimenti di periodo eseguiti per motivi di sicurezza su impianti dei settori Refining & Marketing e Petrolchimica oggetto di integrale svalutazione in esercizi passati; (ii) un accantonamento di €69 milioni riferito all'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento *antitrust* nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea; (iii) la componente valutativa negativa di strumenti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* dello IAS 39 (€160 milioni); (iv) accantonamenti ambientali e oneri per incentivazione all'esodo (€42 e €34 milioni rispettivamente). Sono state realizzate plusvalenze sulla cessione di *asset* marginali nel settore Exploration & Production.

Risultati per settore

La flessione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo nel secondo trimestre 2011 (-13,9%) è dovuta alla contrazione dell'utile operativo *adjusted* (-3%) registrata nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Petrolchimica, i cui effetti sono stati attenuati dal miglioramento riportato dai settori Exploration & Production e, in misura minore, Ingegneria & Costruzioni. Il confronto su base semestrale evidenzia un incremento dell'utile netto del 4,2% che riflette la migliore *performance* operativa (+7,6%) dovuta principalmente al settore Exploration & Production e, in misura minore, al settore Ingegneria & Costruzioni.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2011 il settore Gas & Power ha registrato una flessione del risultato operativo *adjusted* del 60,1% (-36,2% nel semestre) penalizzato dalla negativa *performance* dell'attività Mercato che ha chiuso il trimestre con la perdita di €383 milioni a fronte dell'utile di €51 milioni nel secondo trimestre 2010 (-€760 milioni nel confronto con il primo semestre 2010). Il principale *driver* è stato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas sia in Italia sia nei mercati europei a causa della pressione competitiva e dell'eccesso di offerta. Il risultato è stato penalizzato anche dalle minori vendite agli importatori di gas libico condizionate dall'indisponibilità di gas, dall'effetto scenario e del clima sfavorevole e dalla contrazione dei margini dell'energia elettrica. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalla solida *performance* operativa dei *Business* regolati Italia (+4,6% nel trimestre; +4,2% nel semestre) e dal risultato positivo del Trasporto internazionale (+35,1% nel trimestre; +13,8% nel semestre). L'utile netto *adjusted* del settore è stato pari a €239 milioni nel trimestre (-54,1% rispetto al secondo trimestre 2010) e €1.002 milioni nel primo semestre (-32,1% rispetto al periodo di confronto).

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2011 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa *adjusted* di -€114 milioni (-€290 milioni nel primo semestre 2011) con un peggioramento di €62 milioni rispetto al secondo trimestre del 2010 (-€144 milioni nel confronto su base semestrale) a causa della debolezza dello scenario di raffinazione, i cui effetti sono stati attenuati dalle azioni di ottimizzazione e di efficienza e dalla buona tenuta dei risultati del *marketing*. Per effetto del peggioramento della *performance* operativa, la perdita netta *adjusted* è aumentata di €60 milioni e €127 milioni rispettivamente nel secondo trimestre e nel primo semestre 2011 rispetto ai relativi periodi di confronto.

Petrolchimica

Nel secondo trimestre 2011 il settore ha aumentato di €19 milioni la perdita operativa *adjusted* (da -€11 milioni a -€30 milioni); nel semestre la perdita operativa è stata ridotta del 40% (da -€70 milioni a -€42 milioni). Il risultato del trimestre è stato condizionato dalla flessione dei margini unitari a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti sui prezzi di vendita e dalla sensibile contrazione della domanda sul mercato dovuta all'attesa di riduzione dei prezzi delle *commodity* petrolchimiche. I risultati su base semestrale sono stati trainati dalla positiva *performance* operativa registrata nel primo trimestre. La perdita netta *adjusted* è rimasta stabile nel trimestre mentre si è più che dimezzata nel semestre.

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2011 il settore ha registrato un incremento dell'11,2% dell'utile operativo *adjusted* a €3.826 milioni (+21,1% nel semestre) dovuto all'aumento del prezzo in dollari degli idrocarburi (+38,7% e +31,5%, rispettivamente nel trimestre e nel semestre) trainato dallo scenario petrolifero, parzialmente compensata dagli effetti economici della minore produzione in Libia. Inoltre il risultato è stato penalizzato dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. L'utile netto *adjusted* è aumentato rispettivamente del 17% e del 31% nel confronto trimestrale e semestrale.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una solida *performance* operativa che su base *adjusted* risulta in crescita del 10,2% e del 13,9% rispettivamente nel secondo trimestre 2011 a €378 milioni e nel primo semestre a €720 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nel *business* Engineering & Construction. L'utile netto *adjusted* è aumentato rispettivamente dell'1,5% e del 14% nel confronto trimestrale e semestrale.

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato⁴

(€ milioni)

	31 dic. 2010	31 mar. 2011	30 giu. 2011	Var. ass. vs 31 dic. 2010	Var. ass. vs 31 mar. 2011
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	67.404	65.949	67.162	(242)	1.213
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.312	2.370	346	58
Attività immateriali	11.172	11.072	10.891	(281)	(181)
Partecipazioni	6.090	6.132	6.079	(11)	(53)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.675	1.746	3	71
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(970)	(732)	(1.130)	(160)	(398)
	87.463	86.408	87.118	(345)	710
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	6.589	6.414	6.911	322	497
Crediti commerciali	17.221	17.665	15.277	(1.944)	(2.388)
Debiti commerciali	(13.111)	(11.665)	(11.293)	1.818	372
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(4.374)	(3.753)	(1.069)	621
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(11.501)	(11.743)	49	(242)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	(521)	(180)	1.106	341
	(5.063)	(3.982)	(4.781)	282	(799)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.032)	(1.019)	(1.064)	(32)	(45)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	479	410	409	(70)	(1)
Capitale investito netto	81.847	81.817	81.682	(165)	(135)
Patrimonio netto di Eni	51.206	51.966	50.942	(264)	(1.024)
Interessenze di terzi	4.522	4.900	4.762	240	(138)
	55.728	56.866	55.704	(24)	(1.162)
Indebitamento finanziario netto	26.119	24.951	25.978	(141)	1.027
Coperture	81.847	81.817	81.682	(165)	(135)
Leverage	0,47	0,44	0,47		0,03

L'apprezzamento registrato nel cambio euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,445 al 30 giugno 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, +8%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2011, una riduzione del capitale investito netto di €2.766 milioni, del patrimonio netto di €2.374 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €392 milioni. Rispetto al 31 marzo, l'apprezzamento dell'euro è stato più modesto (+2%) determinando una riduzione del capitale investito netto di €586 milioni, del patrimonio netto di €494 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €92 milioni.

L'effetto conversione sul patrimonio netto unitamente al pagamento dividendi sono stati compensati dall'utile di periodo e dalla leggera flessione dell'indebitamento finanziario netto mantenendo stabile a 0,47 il *leverage* consolidato al 30 giugno 2011 rispetto al 31 dicembre 2010. Il confronto con il 31 marzo 2011 vede il *leverage* in crescita (+0,03) a causa dell'aumento dell'indebitamento registrato nel secondo trimestre in relazione al pagamento dei dividendi.

Il **capitale immobilizzato** (€87.118 milioni) è diminuito di €345 milioni rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto principalmente delle differenze negative di cambio da conversione, in parte assorbite dal saldo positivo tra gli investimenti tecnici (€6.615 milioni) e gli ammortamenti/svalutazioni sostenuti nel periodo (€4.278 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*).

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.781 milioni) evidenzia un modesto aumento (+€282 milioni) per effetto della riduzione di passività ed incremento di attività (+€1.106 milioni) dovuto principalmente al pagamento del debito in essere a fine 2010 verso i fornitori di gas relativo alla posizione di *take-or-pay* maturata nell'anno 2010 (€170 milioni), e alla maggiore posizione netta verso *partner* nell'attività in *joint-venture* e crediti per dividendi verso entità valutate al costo nel settore Exploration & Production (complessivamente €300 milioni). Questo flusso è stato parzialmente compensato dall'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo (-€1.069 milioni). La riduzione dei crediti commerciali di €1.944 milioni è stata assorbita da un decremento di importo sostanzialmente analogo dei debiti commerciali (€1.818 milioni).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€409 milioni) riguardano principalmente le società Gas Brasiliano Distribuidora SA e TAG GmbH, per le quali sono stati stipulati i relativi accordi preliminari di vendita, e le società del trasporto internazionale del gas in Germania e Svizzera per le quali è in corso il piano di dismissione nell'ambito degli impegni di cessione assunti nei confronti della Commissione Europea.

Il **patrimonio netto**, comprese le interessenze di terzi (€55.704 milioni), è sostanzialmente invariato rispetto a fine 2010. L'incremento riferito all'utile complessivo di periodo (€2.156 milioni) dato dall'utile di conto economico di €4.459 milioni parzialmente compensato dalle differenze cambio negative da conversione (-€2.374 milioni) e altre voci rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo, è stato assorbito dal pagamento del saldo dividendo da parte di Eni (€1.811 milioni) e dei dividendi agli azionisti di minoranza di Saipem, Snam Rete Gas e altre entità minori (€397 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato ⁵

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011		I semestre 2010 2011	
1.939	2.959	1.500	Utile netto	4.358	4.459
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.502	2.003	1.939	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.403	3.942
(75)	(19)	(9)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(244)	(28)
2.362	2.907	2.280	- dividendi, interessi e imposte	4.833	5.187
483	(1.729)	1.367	Variazione del capitale di esercizio	113	(362)
(2.626)	(1.936)	(2.666)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.324)	(4.602)
4.585	4.185	4.411	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.139	8.596
(4.328)	(2.875)	(3.740)	Investimenti tecnici	(7.107)	(6.615)
(76)	(41)	(87)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(115)	(128)
66	26	77	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	795	103
(88)	(195)	295	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(206)	100
159	1.100	956	Free cash flow	2.506	2.056
94	(67)	47	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	6	(20)
1.118	(637)	750	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(366)	113
(2.161)	5	(2.181)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.148)	(2.176)
20	(28)	(20)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	69	(48)
(770)	373	(448)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	67	(75)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011		I semestre 2010 2011	
159	1.100	956	Free cash flow	2.506	2.056
(288)	63	198	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(645)	261
(2.161)	5	(2.181)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.148)	(2.176)
(2.290)	1.168	(1.027)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(287)	141

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2011 di €8.596 milioni, unitamente agli incassi da dismissioni (€103 milioni), ha assorbito i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€6.615 milioni) e al pagamento dei dividendi di €2.208 milioni (di cui €1.811 milioni relativi al saldo dividendo 2010 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam Rete Gas e Saipem), determinando una riduzione di €141 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio. Le dismissioni hanno riguardato principalmente *asset* marginali del settore E&P.

Il flusso di cassa del semestre è stato penalizzato dal saldo negativo di €99 milioni dato dal *factoring* del quarto trimestre 2010 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2010 (€1.279 milioni) e il *factoring* del semestre corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2011 (€1.180 milioni).

(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.

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 30 giugno 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd e Eni Finance USA Inc, già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del primo trimestre del 2011. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa *compliance* alla predetta normativa.

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

Exploration & Production

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var.% Il trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2010	2011	
7.184	7.474	6.778	(5,7)	Ricavi della gestione caratteristica		14.569	14.252	(2,2)
3.401	4.106	3.693	8,6	Utile operativo		6.698	7.799	16,4
41	14	133		Esclusione <i>special item</i> :		(138)	147	
29		141		- svalutazioni di asset e altre attività		29	141	
(7)	(17)	(11)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(167)	(28)	
6	2	2		- oneri per incentivazione all'esodo		8	4	
13	29	1		- componente valutativa dei derivati su commodity		(8)	30	
3.442	4.120	3.826	11,2	Utile operativo adjusted		6.560	7.946	21,1
(57)	(57)	(59)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(106)	(116)	
199	117	295		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		266	412	
(2.145)	(2.347)	(2.378)		Imposte sul reddito ^(a)		(4.036)	(4.725)	
59,8	56,1	58,5		Tax rate (%)		60,1	57,3	
1.439	1.833	1.684	17,0	Utile netto adjusted		2.684	3.517	31,0
				I risultati includono:				
1.778	1.588	1.580	(11,1)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		3.458	3.168	(8,4)
				di cui:				
318	266	310	(2,5)	ammortamenti di ricerca esplorativa		630	576	(8,6)
184	163	234	27,2	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		415	397	(4,3)
134	103	76	(43,3)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		215	179	(16,7)
3.186	1.952	2.767	(13,2)	Investimenti tecnici		5.150	4.719	(8,4)
				di cui:				
259	236	253	(2,3)	- ricerca esplorativa ^(b)		515	489	(5,0)
				Produzioni ^{(c)(d)}				
980	899	793	(19,1)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	995	846	(15,0)
122	123	110	(9,8)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	116	(7,9)
1.758	1.684	1.489	(15,3)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.800	1.586	(11,9)
				Prezzi medi di realizzo				
72,33	95,36	108,59	50,1	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	71,63	101,89	42,2
205,13	211,54	224,13	9,3	Gas naturale	(\$/kmc)	203,71	217,45	6,7
55,06	66,62	76,39	38,7	Idrocarburi	(\$/boe)	54,26	71,34	31,5
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
78,30	104,97	117,36	49,9	Brent <i>dated</i>	(\$/bbl)	77,27	111,16	43,9
61,51	76,79	81,56	32,6	Brent <i>dated</i>	(€/bbl)	58,19	79,23	36,2
77,78	93,98	102,44	31,7	West Texas <i>Intermediate</i>	(\$/bbl)	78,23	98,21	25,5
152,56	146,91	153,97	0,9	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	167,39	150,79	(9,9)

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include *bonus* esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 46.

(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 **secondo trimestre 2011** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €3.826 milioni con un incremento di €384 milioni rispetto al secondo trimestre 2010, pari all'11,2%, per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +50,1%; gas naturale +9,3%). Questo fattore positivo è stato parzialmente compensato dagli effetti economici della perdita di produzione in Libia e dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €300 milioni).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €133 milioni di oneri netti (€147 milioni nel semestre) che hanno riguardato principalmente svalutazioni di proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e allo scenario dei prezzi del gas, plusvalenze sulla cessione di asset non strategici e la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €1.684 milioni è aumentato di €245 milioni, pari al 17%, rispetto al secondo trimestre 2010 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei maggiori proventi su partecipazioni.

Nel **primo semestre 2011** l'utile operativo *adjusted* di €7.946 milioni è aumentato di €1.386 milioni rispetto al primo semestre 2010, pari al 21,1%, per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +42,2%; gas naturale +6,7%) parzialmente compensati dalla riduzione del risultato delle attività in Libia. Inoltre il risultato è stato penalizzato dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €270 milioni).

Nel primo semestre 2011 l'utile netto *adjusted* di €3.517 milioni è aumentato di €833 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010 (+31%) 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 3 punti percentuali dovuto in particolare al contributo di dividendi non soggetti a tassazione distribuiti da società valutate al costo e all'utilizzo di fondi tassati in precedenti esercizi.

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2011** la produzione di idrocarburi è stata di 1,489 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 15,3% rispetto al secondo trimestre 2010. L'entità del calo è spiegata dalla sospensione della quasi totalità delle attività produttive Eni in Libia e delle esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream. 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 -36mila boe/giorno nel confronto con il secondo trimestre 2010 oltre che dalla citata perdita di produzione in Libia pari a circa -200 mila boe/giorno nel confronto con lo stesso periodo del 2010. Al netto di tali effetti la produzione del trimestre evidenzia una flessione di circa 2 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2010 per effetto essenzialmente delle fermate programmate, in particolare in Italia. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dalla crescita registrata in Norvegia, Egitto e Iraq.

La produzione di petrolio (793 mila barili/giorno) è diminuita di 187 mila barili/giorno, pari al 19,1%, a causa della perdita di produzione libica, dell'effetto negativo di minori *entitlement* nei *PSA* e delle fermate programmate. In aumento le produzioni in Iraq, a seguito dello *start-up* di Zubair (Eni 32,8%) e in Norvegia, per migliore *performance*. La produzione di gas naturale (110 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 12 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,8%, a causa della perdita di produzione libica.

Nel **primo semestre 2011** la produzione di idrocarburi è stata di 1,586 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione dell'11,9% rispetto al primo semestre 2010 dovuta alla perdita di produzione in Libia. La *performance* è stata penalizzata anche dall'impatto negativo dell'aumento del prezzo del petrolio nei contratti di *PSA* e altri schemi simili, stimato in circa -30 mila boe/giorno nel confronto con il 2010 oltre che dalla citata perdita di produzione in Libia pari a circa -170 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione del semestre evidenzia una lieve flessione (-1 punto percentuale rispetto al corrispondente periodo del 2010) per effetto essenzialmente delle fermate programmate. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dalla crescita registrata in Norvegia, Egitto e Iraq.

La produzione di petrolio (846 mila barili/giorno) è diminuita di 149 mila barili/giorno, pari al 15%. La perdita della produzione libica, l'impatto negativo nei *PSA* e le fermate programmate sono stati parzialmente compensati dalla crescita in Norvegia e Iraq.

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari al 7,9% dovuta alla perdita di produzione libica.

Il prezzo di realizzo in dollari del petrolio è aumentato in media del 50,1% (42,2% nel semestre) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 49,9% nel trimestre; del 43,9% nel semestre). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,69 \$/barile nel trimestre e di 1,50 \$/barile nel semestre per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 2,3 e 4,5 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nel semestre. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe che residuano in 4,5 milioni di boe a fine giugno 2011.

I prezzi di realizzo del gas naturale evidenziano una dinamica più contenuta (+9,3% nel trimestre; +6,7% nel semestre) per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule *oil-linked* e alla debolezza dei prezzi *spot* del gas in alcune aree (in particolare gli USA).

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	PETROLIO	I semestre		
				2010	2011	
86,4	75,7	73,9	Volumi venduti	(milioni di barili)	172,2	149,6
7,1	2,2	2,3	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		14,2	4,5
73,64	96,66	110,28	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	72,85	103,39
(1,31)	(1,30)	(1,69)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,22)	(1,50)
72,33	95,36	108,59	Prezzo medio di realizzo		71,63	101,89

Gas & Power

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var.% Il trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2010	2011	
5.960	10.614	6.235	4,6	Ricavi della gestione caratteristica		14.668	16.849	14,9
592	910	184	(68,9)	Utile operativo		1.908	1.094	(42,7)
(25)	(41)	(12)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(106)	(53)	
62	89	79		Esclusione <i>special item</i> :		94	168	
(1)	1	3		- oneri ambientali		4	4	
				- svalutazioni		10		
1		5		- plusvalenze nette su cessione di asset		1	5	
2	3	3		- oneri per incentivazione all'esodo		8	6	
60	80	74		- componente valutativa dei derivati su commodity		71	154	
	5	(6)		- altro			(1)	
629	958	251	(60,1)	Utile operativo adjusted		1.896	1.209	(36,2)
51	288	(383)	..	Mercato		665	(95)	..
481	554	503	4,6	Business regolati Italia		1.014	1.057	4,2
97	116	131	35,1	Trasporto Internazionale		217	247	13,8
9	5	16		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		7	21	
95	116	103		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		195	219	
(212)	(316)	(131)		Imposte sul reddito ^(a)		(622)	(447)	
28,9	29,3	35,4		Tax rate (%)		29,6	30,8	4,1
521	763	239	(54,1)	Utile netto adjusted		1.476	1.002	(32,1)
367	279	446	21,5	Investimenti tecnici		677	725	7,1
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
6,27	11,98	7,11	13,4	Italia		17,14	19,09	11,4
12,92	20,35	13,89	7,5	Vendite internazionali		32,56	34,24	5,2
10,87	18,28	11,59	6,6	- Resto d'Europa		28,48	29,87	4,9
0,71	1,32	1,59	123,9	- Mercati extra europei		1,14	2,91	155,3
1,34	0,75	0,71	(47,0)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,94	1,46	(50,3)
19,19	32,33	21,00	9,4	TOTALE VENDITE MONDO		49,70	53,33	7,3
				di cui:				
15,81	28,77	18,15	14,8	- società consolidate		42,26	46,92	11,0
2,04	2,81	2,14	4,9	- società collegate		4,50	4,95	10,0
1,34	0,75	0,71	(47,0)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,94	1,46	(50,3)
9,61	9,68	9,66	0,5	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	18,61	19,34	3,9
6,76	6,25	6,77	0,1	- Mercato libero		12,97	13,02	0,4
1,70	2,41	1,70	0,0	- Borsa elettrica		3,54	4,11	16,1
0,81	0,83	0,75	(7,4)	- Siti		1,56	1,58	1,3
0,34	0,19	0,44	29,4	- Altro ^(b)		0,54	0,63	16,7
19,04	23,59	18,31	(3,8)	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	43,02	41,90	(2,6)

(a) Escludono gli *special item*.

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

Risultati

Nel **secondo trimestre 2011** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €251 milioni con una diminuzione di €378 milioni rispetto al secondo trimestre 2010, pari al 60,1%, per effetto della sensibile flessione registrata dall'attività Mercato. Il risultato del Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 giugno. Tale risultato è inoltre influenzato da proventi su derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di €52 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica, mentre il secondo trimestre 2010 non considera proventi di €61 milioni realizzati in precedenti *reporting period* associabili alle vendite di periodo. Poiché gli *IFRS* non consentono il trattamento in *hedge accounting* di tali strumenti derivati impedendo il rinvio dei proventi menzionati 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. 23). 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, evidenzia una flessione del risultato del Mercato che riflette i *trend* fondamentali del *business*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €79 milioni di oneri netti nel trimestre (€168 milioni nel semestre) si riferiscono essenzialmente alla componente valutativa (€74 milioni e €154 milioni) degli strumenti derivati su *commodity* dell'attività Mercato privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* previsto dallo IAS 39.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2011 di €239 milioni è diminuito di €282 milioni rispetto al secondo trimestre 2010 (-54,1%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa.

Nel **primo semestre 2011** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €1.209 milioni con una diminuzione di €687 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010, pari al 36,2%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato, attenuato dalla tenuta dei *Business* regolati Italia e del Trasporto internazionale. Il risultato del Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 giugno ed è influenzato da proventi su derivati su *commodity*, privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura, di €111 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica, mentre il primo semestre 2010 non considera proventi di €82 milioni realizzati in precedenti *reporting period* associabili a vendite di periodo. L'*EBITDA* pro-forma *adjusted*, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati, evidenzia una flessione più marcata della *performance* del Mercato rispetto al primo semestre 2010 pari a -38,3% in linea con i *trend* fondamentali del *business*.

L'utile netto *adjusted* nel primo semestre 2011 di €1.002 milioni è diminuito di €474 milioni rispetto al semestre 2010 (-32,1%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa.

Andamento operativo

Mercato

Nel **secondo trimestre 2011** l'attività Mercato ha registrato la perdita operativa *adjusted* di €383 milioni con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo *adjusted* di €51 milioni del secondo trimestre 2010 (-€434 milioni). I *driver* della negativa *performance* del Mercato sono stati:

- i) la flessione dei margini di commercializzazione del gas in Italia e nei mercati europei a causa della forte pressione competitiva, dell'eccesso di offerta e della contenuta dinamica della domanda che hanno determinato pressioni sui prezzi ai clienti finali;
- ii) la flessione dei margini di commercializzazione dell'energia elettrica;
- iii) le minori vendite agli importatori di gas libico;
- iv) l'effetto negativo del clima e dello scenario.

Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dall'incremento delle vendite nei mercati *target* europei e in Italia (nel complesso +14,8% le vendite delle società consolidate). Il risultato del trimestre tiene inoltre conto di un onere da valutazione a *fair value* di €10 milioni relativo a derivati su *commodity* attivati per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di *business* del Mercato.

La perdita operativa *adjusted* del **primo semestre 2011** di €95 milioni rappresenta un peggioramento di €760 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010 a causa dei *driver* descritti nel commento al risultato del trimestre.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
6,27	11,98	7,11	13,4	ITALIA	17,14	19,09	11,4
0,65	2,24	0,84	29,2	- Grossisti	2,58	3,08	19,4
0,14				- Gas release	0,54		
0,71	1,6	1,19	67,6	- PSV e borsa	1,75	2,79	59,4
1,51	1,99	1,75	15,9	- Industriali	3,09	3,74	21,0
0,14	0,46	0,09	(35,7)	- PMI e terziario	0,66	0,55	(16,7)
0,83	1,17	1,17	41,0	- Termoelettrici	1,58	2,34	48,1
0,76	2,87	0,54	(28,9)	- Residenziali	3,87	3,41	(11,9)
1,53	1,65	1,53		- Autoconsumi	3,07	3,18	3,6
12,92	20,35	13,89	7,5	VENDITE INTERNAZIONALI	32,56	34,24	5,2
10,87	18,28	11,59	6,6	Resto d'Europa	28,48	29,87	4,9
2,13	1,85	0,56	(73,7)	- Importatori in Italia	5,35	2,41	(55,0)
8,74	16,43	11,03	26,2	- Mercati europei	23,13	27,46	18,7
1,7	2,04	1,71	0,6	<i>Penisola Iberica</i>	3,33	3,75	12,6
1,25	2,07	1,67	33,6	<i>Germania/Austria</i>	3,07	3,74	21,8
2,64	4,02	3,06	15,9	<i>Belgio</i>	7,86	7,08	(9,9)
0,26	1,07	0,27	3,8	<i>Ungheria</i>	1,35	1,34	(0,7)
0,88	1,67	1,26	43,2	<i>UK/Nord Europa</i>	2,29	2,93	27,9
0,47	1,86	1,41	200,0	<i>Turchia</i>	1,45	3,27	125,5
1,24	2,55	1,58	27,4	<i>Francia</i>	3,01	4,13	37,2
0,3	1,15	0,07	(76,7)	<i>altro</i>	0,77	1,22	58,4
0,71	1,32	1,59	123,9	Mercati extra europei	1,14	2,91	155,3
1,34	0,75	0,71	(47,0)	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,94	1,46	(50,3)
19,19	32,33	21,00	9,4	TOTALE VENDITE GAS MONDO	49,70	53,33	7,3

Le vendite di gas naturale del **secondo trimestre 2011** sono state di 21 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un aumento di 1,81 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2010, pari al 9,4%, riferito principalmente al recupero dei volumi venduti nel mercato Italia e alla crescita nei mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 7,11 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,84 miliardi di metri cubi, pari al 13,4%, per effetto di maggiori vendite *spot* al PSV (+0,48 miliardi di metri cubi) tenuto conto che alcuni importatori in Italia hanno richiesto gas di altra provenienza in sostituzione del gas libico, nonché della riconquista dei clienti e dei maggiori prelievi nei segmenti termoelettrico (+0,34 miliardi di metri cubi), grossista (+0,19 miliardi di metri cubi) e industriale (+0,24 miliardi di metri cubi) con risultati positivi in termini di recupero di quota di mercato. In flessione le vendite ai clienti residenziali (-0,22 miliardi di metri cubi) a causa dell'effetto negativo del clima.

Le vendite agli *shipper* sono diminuite di 1,57 miliardi di metri cubi (-73,7%) a causa dei minori ritiri e della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione delle importazioni attraverso il gasdotto GreenStream.

Le vendite nei mercati europei sono aumentate di 2,29 miliardi di metri cubi (+26,2%) in particolare Turchia (+0,94 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,42 miliardi di metri cubi), Belgio (+0,42 miliardi di metri cubi), UK/Nord Europa (+0,38 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,34 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2011** sono state di 53,33 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un incremento di 3,63 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010, pari al 7,3%.

Le vendite in Italia sono state di 19,09 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,95 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010 (+11,4%) per le maggiori vendite *spot* al PSV (+1,04 miliardi di metri cubi) e gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese finalizzate a riconquistare clienti e quota di mercato nei principali segmenti di utilizzo (+0,76 miliardi di metri cubi le vendite al settore termoelettrico, +0,65 e +0,50 miliardi di metri cubi ai clienti industriali e grossisti rispettivamente). In flessione le vendite ai residenziali (-0,46 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010) essenzialmente per gli effetti negativi del clima sulle vendite stagionali.

Le vendite agli *shipper* sono diminuite di 2,94 miliardi di metri cubi (-55%) a causa dei minori ritiri e della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione del gasdotto GreenStream.

In aumento le vendite in tutti i mercati europei a 27,46 miliardi di metri cubi (+4,33 miliardi di metri cubi, pari al 18,7% rispetto al primo semestre 2010) ad eccezione del Belgio che ha risentito dell'effetto negativo del clima e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-0,78 miliardi di metri cubi). I principali incrementi sono stati registrati nei mercati *target* di Turchia (+1,82 miliardi di metri cubi), Francia (+1,12 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,67 miliardi di metri cubi), UK/Nord Europa (+0,64 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,42 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di energia elettrica** di 9,66 TWh nel secondo trimestre 2011 sono sostanzialmente in linea con il corrispondente periodo del 2010 (+0,5%) e in aumento del 3,9% a 19,34 TWh nel primo semestre 2011, grazie alla parziale ripresa della domanda elettrica e alla crescita del portafoglio clienti, nonché ai maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,57 TWh rispetto al primo semestre 2010).

Business regolati Italia

Nel **secondo trimestre 2011**, l'utile operativo *adjusted* delle attività regolate in Italia di €503 milioni è aumentato di €22 milioni rispetto al secondo trimestre 2010 (+4,6%), grazie al contributo positivo di tutte le attività regolate. In particolare, nonostante la flessione dei volumi trasportati dovuta alla contrazione della domanda gas in Italia, l'attività Trasporto ha incrementato del 2,2% la *performance* operativa (+€7 milioni) per effetto in particolare dei benefici derivanti dalla redditività dei nuovi investimenti e delle azioni di efficienza intraprese.

Tali *driver* hanno inciso positivamente anche sui risultati dell'attività di Distribuzione (+€14 milioni) che ha inoltre beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €45 milioni, in lieve aumento rispetto al secondo trimestre 2010 (€44 milioni).

L'utile operativo *adjusted* del **primo semestre 2011** di €1.057 milioni è aumentato di €43 milioni rispetto al primo semestre 2010, pari al 4,2% per effetto dell'incremento dei risultati della Distribuzione (+€25 milioni) e del Trasporto (+€9 milioni) riferibili ai fenomeni sopra descritti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €143 milioni, in aumento di €9 milioni rispetto al risultato del primo semestre 2010 (€134 milioni).

I volumi trasportati di gas naturale in Italia (18,31 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2011 e 41,90 miliardi di metri cubi nel primo semestre 2011) sono in flessione rispetto ai corrispondenti periodi del 2010 (-0,73 miliardi di metri cubi nel trimestre e -1,12 miliardi di metri cubi su base semestrale) per effetto essenzialmente della contrazione della domanda gas in Italia.

Trasporto internazionale

L'utile operativo *adjusted* del **secondo trimestre 2011** di €131 milioni (€247 milioni nel primo semestre 2011) è aumentato di €34 milioni rispetto al secondo trimestre 2010, pari al 35,1% (+€30 milioni, pari al 13,8%, rispetto al primo semestre 2010) per effetto principalmente del miglioramento della redditività del *business* in parte assorbito dall'impatto dell'interruzione delle attività sul gasdotto GreenStream.

Altre misure di performance

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

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
825	1.054	338	(59,0)	EBITDA pro-forma adjusted	2.257	1.392	(38,3)
299	456	(234)	..	Mercato	1.155	222	(80,8)
61	(59)	(52)		di cui: +/- rettifica derivati commodity	82	(111)	
350	393	367	4,9	Business regolati Italia	729	760	4,3
176	205	205	16,5	Trasporto internazionale	373	410	9,9

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'*EBITDA* delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,54% al 30 giugno 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 (55,54%). Ai soli fini della determinazione dell'*EBITDA* pro-forma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti *reporting period* confluisce nell'*EBITDA* pro-forma *adjusted*. Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'*EBITDA adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

Refining & Marketing

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011	Var. % Il trim. 11 vs 10	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
2010	2011	2011	11 vs 10			2010	2011	
10.909	11.806	13.015	19,3	Ricavi della gestione caratteristica		20.255	24.821	22,5
255	303	73	(71,4)	Utile operativo		360	376	4,4
(305)	(508)	(229)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(537)	(737)	
(2)	29	42		Esclusione <i>special item</i> :		31	71	
17	14	12		- oneri ambientali		34	26	
11	16	22		- svalutazioni		33	38	
	(4)	(5)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(10)	(9)	
		5		- accantonamenti a fondo rischi			5	
4	3	5		- oneri per incentivazione all'esodo		6	8	
(34)	(2)	(4)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(32)	(6)	
	2	7		- altro			9	
(52)	(176)	(114)	(119,2)	Utile operativo adjusted		(146)	(290)	(98,6)
				Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)				
21	27	11		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		66	38	
12	52	24		Imposte sul reddito ^(a)		31	76	
38,7	34,9	23,3		Tax rate (%)		38,8	30,2	
(19)	(97)	(79)	(315,8)	Utile netto adjusted		(49)	(176)	(259,2)
149	132	184	23,5	Investimenti		267	316	18,4
				Margine di raffinazione				
3,39	1,74	1,09	(67,8)	Brent	(\$/bbl)	2,90	1,41	(51,4)
2,66	1,27	0,75	(71,8)	Brent	(€/bbl)	2,18	1,00	(54,1)
4,56	3,35	2,20	(51,8)	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,89	2,77	(28,8)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
				Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		12,40	11,22	(9,5)
6,54	5,96	5,26	(19,6)	Lavorazioni in conto proprio		16,87	15,77	(6,5)
8,73	8,14	7,63	(12,6)	- Italia		14,30	13,33	(6,8)
7,42	7,03	6,30	(15,1)	- resto d'Europa		2,57	2,44	(5,1)
1,31	1,11	1,33	1,5	Rete Europa		5,62	5,54	(1,4)
2,94	2,64	2,90	(1,4)	- Italia		4,18	4,08	(2,4)
2,17	1,94	2,14	(1,4)	- resto d'Europa		1,44	1,46	1,4
0,77	0,70	0,76	(1,3)	Extrarete Europa		6,20	6,19	(0,2)
3,30	3,00	3,19	(3,3)	- Italia		4,37	4,41	0,9
2,33	2,19	2,22	(4,7)	- resto d'Europa		1,83	1,78	(2,7)
0,97	0,81	0,97		Extrarete mercati extra europei		0,20	0,21	5,0
0,11	0,10	0,11						

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2011** la divisione Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa *adjusted* di €114 milioni con un ampliamento di €62 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010 (119%), che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della materia prima non trasferiti sui prezzi dei prodotti penalizzati da una domanda stagnante e da uno strutturale eccesso di capacità di raffinazione nel Mediterraneo. Inoltre il prezzo del petrolio, trainando al rialzo i costi delle *utility* energetiche (in particolare degli oli combustibili), ha portato ad un incremento dei costi variabili delle raffinerie che si aggiunge all'ulteriore effetto negativo derivante dal deprezzamento del dollaro. Tali *trend* negativi sono stati attenuati dal miglioramento della redditività dei cicli complessi grazie alla riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e al maggiore premio dei distillati pregiati rispetto all'olio combustibile, nonché dalle iniziative di efficienza e ottimizzazione dei cicli di raffinazione. In recupero i risultati del Marketing che hanno beneficiato del miglioramento dei margini di commercializzazione sostenuti da iniziative commerciali e politiche di *pricing*.

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €42 milioni (€71 milioni nel primo semestre) che hanno riguardato principalmente svalutazioni di investimenti eseguiti nel periodo per motivi di sicurezza su impianti di raffinazione e rete svalutati in precedenti esercizi e oneri ambientali.

La perdita netta *adjusted* del secondo trimestre 2011 è stata di €79 milioni con un peggioramento di €60 milioni per effetto della maggiore perdita operativa.

Nel **primo semestre 2011** il settore ha riportato una perdita operativa *adjusted* di €290 milioni che rappresenta un peggioramento di €144 milioni rispetto al primo semestre 2010, dovuto principalmente alla debolezza dello scenario di raffinazione, parzialmente compensato dai risultati positivi delle attività commerciali. La perdita netta *adjusted* del primo semestre 2011 si attesta a -€176 milioni, in flessione di €127 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2010.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel secondo trimestre 2011 sono state di 7,63 milioni di tonnellate (15,77 milioni di tonnellate nel primo semestre 2011) con una diminuzione del 12,6% rispetto al secondo trimestre 2010 (-6,5% su base semestrale). In Italia la flessione dei volumi (-15,1% e -6,8% rispettivamente nel trimestre e nel primo semestre) riflette le minori lavorazioni per fermate programmate su Livorno Gela e Venezia, quest'ultima anticipata per l'andamento negativo dello scenario. In aumento i volumi lavorati su Sannazzaro, Milazzo e Taranto principalmente per effetto delle minori fermate per manutenzioni.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono in lieve aumento rispetto al secondo trimestre 2010 (in diminuzione del 5,1% nel semestre).

Le **vendite rete in Italia** di 2,14 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2011 (4,08 milioni di tonnellate nel primo semestre 2011) sono diminuite di circa 30 mila tonnellate, pari all'1,4% (-2,4% nel primo semestre 2011), per effetto principalmente della contrazione dei consumi (-1,9%). La quota di mercato media del primo semestre 2011 è del 30,1% in diminuzione di 0,2 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2010 (30,3%). Nel secondo trimestre 2011 la quota di mercato (30,2%) è in ripresa di 0,1 punti percentuali rispetto al secondo trimestre dello scorso anno.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,22 milioni di tonnellate) sono in flessione di circa 110 mila tonnellate, pari al 4,7% rispetto al secondo trimestre 2010 per effetto principalmente del calo della domanda di gasolio motori, dei bunkeraggi e degli oli combustibili da parte dell'industria. In riprese le vendite di *jet fuel* al segmento avio.

Su base semestrale, i volumi sono in lieve aumento rispetto al primo semestre 2010 (circa +40 mila tonnellate, pari allo 0,9%) grazie in particolare alle maggiori vendite di *jet fuel*, bitumi e *coke*, il cui incremento è stato in parte assorbito dalla flessione del gasolio, bunkeraggi e olio combustibile in relazione al calo della domanda.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 760 mila tonnellate nel secondo trimestre 2011 (1,46 milioni di tonnellate nel primo semestre) hanno risentito nel trimestre del calo dei consumi e della pressione competitiva (-1,3% nel trimestre; +1,4% nel semestre) con flessioni in Germania, Francia e paesi dell'Est Europa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal beneficio dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria perfezionata nel corso del 2010.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** di circa 970 mila di tonnellate nel trimestre e di 1,78 milioni di tonnellate nel semestre, sono stabili nel trimestre e in diminuzione su base semestrale per effetto essenzialmente delle minori vendite in particolare Repubblica Ceca, Germania, Slovenia, Ungheria e Francia, in particolare di bitumi, in parte compensate dagli incrementi in Austria, Svizzera e Romania.

Conto economico

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre 2010	2011	Var. %
22.902	28.779	24.596	7,4	Ricavi della gestione caratteristica	47.706	53.375	11,9
252	233	357	41,7	Altri ricavi e proventi	537	590	9,9
(16.569)	(21.222)	(19.005)	(14,7)	Costi operativi	(34.665)	(40.227)	(16,0)
		(69)		di cui (oneri) proventi non ricorrenti		(69)	
(5)	(28)	16		Altri proventi e oneri operativi	33	(12)	
(2.275)	(2.124)	(2.154)	5,3	Ammortamenti e svalutazioni	(4.459)	(4.278)	4,1
4.305	5.638	3.810	(11,5)	Utile operativo	9.152	9.448	3,2
(356)	(83)	(294)	17,4	Proventi (oneri) finanziari netti	(601)	(377)	37,3
447	291	430	(3,8)	Proventi netti su partecipazioni	672	721	7,3
4.396	5.846	3.946	(10,2)	Utile prima delle imposte	9.223	9.792	(6,2)
(2.457)	(2.887)	(2.446)	0,4	Imposte sul reddito	(4.865)	(5.333)	(9,6)
55,9	49,4	62,0		Tax rate (%)	52,7	54,5	
1.939	2.959	1.500	(22,6)	Utile netto di competenza	4.358	4.459	2,3
1.824	2.547	1.254	(31,3)	- Azionisti Eni	4.046	3.801	(6,1)
115	412	246	113,9	- Interessenze di terzi	312	658	110,9
1.824	2.547	1.254	(31,3)	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.046	3.801	(6,1)
(250)	(474)	(170)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(530)	(644)	
93	125	352		Esclusione special item	(27)	477	
		69		di cui:		69	
				- oneri (proventi) non ricorrenti		69	
93	125	283		- altri special item	(27)	408	
1.667	2.198	1.436	(13,9)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	3.489	3.634	4,2

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota *statutory* delle società italiane (34% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

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

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati 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 semestre 2011

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	7.799	1.094	376	(5)	720	(165)	(188)	(183)	9.448
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(53)	(737)	(119)					(909)
Esclusione special item:									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item:	147	168	71	72		1	35		494
oneri ambientali		4	26			12			42
svalutazioni	141		38	70	14	2			265
plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	5	(9)		3				(29)
accantonamenti a fondo rischi			5			(1)			4
oneri per incentivazione all'esodo	4	6	8	2	1	1	12		34
componente valutativa dei derivati su commodity	30	154	(6)		(18)				160
altro		(1)	9			(13)	23		18
Special item dell'utile operativo	147	168	71	82		60	35		563
Utile operativo adjusted	7.946	1.209	(290)	(42)	720	(105)	(153)	(183)	9.102
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(116)	21				4	(284)		(375)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	412	219	38	1	9				679
Imposte sul reddito ^(a)	(4.725)	(447)	76	13	(193)		94	68	(5.114)
Tax rate (%)	57,3	30,8	..		26,5				54,4
Utile netto adjusted	3.517	1.002	(176)	(28)	536	(101)	(343)	(115)	4.292
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									658
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.634
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.801
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(644)
Esclusione special item									477
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									408
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.634

(a) I valori escludono gli special item.

(b) Di cui €67 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

Primo semestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	6.698	1.908	360	53	625	(175)	(152)	(165)	9.152
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(106)	(537)	(134)					(777)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		4	34			53			91
svalutazioni	29	10	33	9		8			89
plusvalenze nette su cessione di asset	(167)	1	(10)						(176)
accantonamenti a fondo rischi						6			6
oneri per incentivazione all'esodo	8	8	6	2	7	1	12		44
componente valutativa dei derivati su <i>commodity</i>	(8)	71	(32)						31
altro						(1)			(1)
Special item dell'utile operativo	(138)	94	31	11	7	67	12		84
Utile operativo adjusted	6.560	1.896	(146)	(70)	632	(108)	(140)	(165)	8.459
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(106)	7			47	(10)	(492)		(554)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	266	195	66	2	(3)	(4)	(1)		521
Imposte sul reddito ^(a)	(4.036)	(622)	31	2	(206)		144	62	(4.625)
Tax rate (%)	60,1	29,6	..		30,5				54,9
Utile netto adjusted	2.684	1.476	(49)	(66)	470	(122)	(489)	(103)	3.801
di cui:									
- utile netto <i>adjusted</i> delle interessenze di terzi									312
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.489
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.046
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(530)
Esclusione <i>special item</i>									(27)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.489

(a) I valori escludono gli *special item*.

(b) Di cui €33 milioni riferiti alle entità valutate all'*equity*.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2011

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

(a) I valori escludono gli special item.

(b) Di cui €17 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.401	592	255	17	334	(115)	(82)	(97)	4.305
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(25)	(305)	(38)					(368)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	17			53			69
svalutazioni	29		11	9		8			57
plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	1							(6)
accantonamenti a fondo rischi						6			6
oneri per incentivazione all'esodo	6	2	4	1	7		7		27
componente valutativa dei derivati su commodity	13	60	(34)		2				41
altro						(3)			(3)
Special item dell'utile operativo	41	62	(2)	10	9	64	7		191
Utile operativo adjusted	3.442	629	(52)	(11)	343	(51)	(75)	(97)	4.128
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	9			47	(10)	(298)		(309)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	199	95	21	2	(5)		(1)		311
Imposte sul reddito ^(a)	(2.145)	(212)	12	(14)	(112)		87	36	(2.348)
Tax rate (%)	59,8	28,9	..		29,1				56,9
Utile netto adjusted	1.439	521	(19)	(23)	273	(61)	(287)	(61)	1.782
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									115
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.667
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.824
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(250)
Esclusione special item									93
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.667

(a) I valori escludono gli special item.

(b) Di cui €16 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

(€ milioni)

Primo trimestre 2011

	E&P	C&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	(2)		(13)				94
altro		5	2			(19)	24		12
Special item dell'utile operativo	14	89	29		(12)	(18)	28		130
Utile operativo adjusted	4.120	958	(176)	(12)	342	(45)	(84)	(4)	5.099
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)	52	7	(88)		20	1	(2.671)
Tax rate (%)	56,1	29,3	..		25,4				50,6
Utile netto adjusted	1.833	763	(97)	(5)	259	(45)	(95)	(3)	2.610
<i>di cui:</i>									
- utile netto <i>adjusted</i> delle interessenze di terzi									412
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.198
Utile netto di competenza azionisti Eni									2.547
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(474)
Esclusione <i>special item</i>									125
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.198

(a) I valori escludono gli *special item*.

(b) Di cui €50 milioni riferiti alle entità valutate all'*equity*.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
		69	Oneri (proventi) non ricorrenti:		69
		69	<i>Sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>		69
191	130	364	Altri special item:	84	494
69	15	27	oneri ambientali	91	42
57	17	248	svalutazioni	89	265
(6)	(20)	(9)	plusvalenze nette su cessione di asset	(176)	(29)
6		4	accantonamenti a fondo rischi	6	4
27	12	22	oneri per incentivazione all'esodo	44	34
41	94	66	componente valutativa dei derivati su <i>commodity</i>	31	160
(3)	12	6	altro	(1)	18
191	130	433	Special item dell'utile operativo	84	563
47		2	Oneri (proventi) finanziari	47	2
(118)	24	1	Oneri (proventi) su partecipazioni	(118)	25
			<i>di cui:</i>		
(140)			- plusvalenze da cessione	(140)	
20			- svalutazioni	20	
(27)	(29)	(84)	Imposte sul reddito	(40)	(113)
			<i>di cui:</i>		
42	27	44	- linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altri	42	71
(69)	(56)	(128)	- fiscalità su special item dell'utile operativo	(82)	(184)
93	125	352	Totale special item dell'utile netto	(27)	477

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
7.184	7.474	6.778	(5,7)	Exploration & Production	14.569	14.252	(2,2)
5.960	10.614	6.235	4,6	Gas & Power	14.668	16.849	14,9
10.909	11.806	13.015	19,3	Refining & Marketing	20.255	24.821	22,5
1.698	1.797	1.747	2,9	Petrolchimica	3.174	3.544	11,7
2.496	2.785	2.920	17,0	Ingegneria & Costruzioni	5.008	5.705	13,9
27	25	20	(25,9)	Altre attività	52	45	(13,5)
332	303	341	2,7	Corporate e società finanziarie	634	644	1,6
(171)	(101)	(57)		Effetto eliminazione utili interni	(107)	(158)	
(5.533)	(5.924)	(6.403)		Elisioni di consolidamento	(10.547)	(12.327)	
22.902	28.779	24.596	7,4		47.706	53.375	11,9

Costi operativi

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
15.415	20.103	17.862	15,9	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.466	37.965	16,9
		69		di cui - oneri non ricorrenti		69	
60	3	51		- altri special item	97	54	
1.154	1.119	1.143	(1,0)	Costo lavoro	2.199	2.262	2,9
27	12	22		di cui - incentivi per esodi agevolati e altro	44	34	
16.569	21.222	19.005	14,7		34.665	40.227	16,0

Derivati su commodity

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
(14)	(29)	(1)	Exploration & Production	7	(30)
(1)			- componente realizzata	(1)	
(13)	(29)	(1)	- componente valutativa	8	(30)
(30)	4	(3)	Gas & Power	(11)	1
30	84	71	- componente realizzata	60	155
(60)	(80)	(74)	- componente valutativa	(71)	(154)
45	(76)	11	Refining & Marketing	40	(65)
11	(78)	7	- componente realizzata	8	(71)
34	2	4	- componente valutativa	32	6
	2		Petrochimica	1	2
	2		- componente realizzata	1	2
			- componente valutativa		
(6)	12	2	Ingegneria & Costruzioni	(4)	14
(4)	(1)	(3)	- componente realizzata	(4)	(4)
(2)	13	5	- componente valutativa		18
(5)	(87)	9	Derivati privi dei requisiti formali per hedge accounting	33	(78)
36	7	75	- componente realizzata	64	82
(41)	(94)	(66)	- componente valutativa	(31)	(160)
	59	7	Derivati di trading Gas & Power e ETS		66
(5)	(28)	16	Totale	33	(12)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
1.749	1.588	1.439	(17,7)	Exploration & Production	3.429	3.027	(11,7)
226	248	218	(3,5)	Gas & Power	470	466	(0,9)
87	92	83	(4,6)	Refining & Marketing	167	175	4,8
20	22	24	20,0	Petrochimica	39	46	17,9
122	145	138	13,1	Ingegneria & Costruzioni	236	283	19,9
			..	Altre attività	1		(100,0)
19	17	18	(5,3)	Corporate e società finanziarie	37	35	(5,4)
(5)	(5)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(9)	(11)	
2.218	2.107	1.914	(13,7)	Ammortamenti	4.370	4.021	(8,0)
57	17	240	321,1	Svalutazioni	89	257	188,8
2.275	2.124	2.154	(5,3)		4.459	4.278	(4,1)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	63	160	74	9	(24)	282
Dividendi	343	60	31		3	437
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni					1	1
Altri proventi netti	2				(1)	1
	408	220	105	9	(21)	721

Imposte sul reddito

(€ milioni)

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre 2010	2011	Var. ass.
Utile ante imposte						
690	1.312	16	Italia	1.841	1.328	(513)
3.706	4.534	3.930	Estero	7.382	8.464	1.082
4.396	5.846	3.946		9.223	9.792	569
Imposte sul reddito						
393	538	206	Italia	843	744	(99)
2.064	2.349	2.240	Estero	4.022	4.589	567
2.457	2.887	2.446		4.865	5.333	468
Tax rate (%)						
57,0	41,0	..	Italia	45,8	56,0	10,2
55,7	51,8	57,0	Estero	54,5	54,2	(0,3)
55,9	49,4	62,0		52,7	54,5	1,8

Utile netto *adjusted*

(€ milioni)

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre 2010	2011	Var. %
1.439	1.833	1.684	17,0	Exploration & Production	2.684	3.517	31,0
521	763	239	(54,1)	Gas & Power	1.476	1.002	(32,1)
(19)	(97)	(79)	(315,8)	Refining & Marketing	(49)	(176)	(259,2)
(23)	(5)	(23)		Petrochimica	(66)	(28)	57,6
273	259	277	1,5	Ingegneria & Costruzioni	470	536	14,0
(61)	(45)	(56)	8,2	Altre attività	(122)	(101)	17,2
(287)	(95)	(248)	13,6	Corporate e società finanziarie	(489)	(343)	29,9
(61)	(3)	(112)		Effetto eliminazione utili interni	(103)	(115)	
1.782	2.610	1.682	(5,6)		3.801	4.292	12,9
di competenza:							
115	412	246	113,9	- interessenze di terzi	312	658	110,9
1.667	2.198	1.436	(13,9)	- azionisti Eni	3.489	3.634	4,2

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 mar. 2011	30 giu. 2011	Var. ass. vs 31 dic. 2010	Var. ass. vs 31 mar. 2011
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	27.058	27.594	(189)	536
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.478	6.156	5.573	(1.905)	(583)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.305	20.902	22.021	1.716	1.119
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.922)	(1.474)	75	448
Titoli non strumentali all’attività operativa	(109)	(110)	(131)	(22)	(21)
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(6)	(75)	(11)	(5)	64
Indebitamento finanziario netto	26.119	24.951	25.978	(141)	1.027
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.728	56.866	55.704	(24)	(1.162)
Leverage	0,47	0,44	0,47		0,03

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2011

(€ milioni)	Ammontare al 30 giu. 2011 ^(a)
Società emittente	
Eni Coordination Center SA	43
Eni Coordination Center SA	26
	69

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

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

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giu. 2011 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Coordination Center SA	100	GBP	112	2021	fisso	4,75
			112			

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

ROACE (Return On Average Capital Employed)

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

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	6.433	2.084	(176)	8.425
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	409
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.433	2.084	(176)	8.834
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	38.847	25.524	8.533	80.717
- a fine periodo	36.487	27.325	8.508	80.958
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	37.667	26.425	8.521	80.838
ROACE <i>adjusted</i> (%)	17,1	7,9	(2,1)	10,9

(€ milioni)

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

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 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 mar. 2011	30 giu. 2011
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549	1.922	1.474
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	382	387	360
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	24.274	22.180
Rimanenze	6.589	6.414	6.911
Attività per imposte sul reddito correnti	467	269	231
Attività per altre imposte correnti	938	936	864
Altre attività	1.350	1.664	1.358
	34.911	35.866	33.378
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	65.949	67.162
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.312	2.370
Attività immateriali	11.172	11.072	10.891
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668	5.725	5.704
Altre partecipazioni	422	407	375
Altre attività finanziarie	1.523	1.520	1.578
Attività per imposte anticipate	4.864	4.186	5.028
Altre attività	3.355	3.520	3.713
	96.432	94.691	96.821
Attività destinate alla vendita	517	458	480
TOTALE ATTIVITÀ	131.860	131.015	130.679
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	6.515	5.196	4.357
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963	960	1.216
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	20.235	20.022
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515	2.108	2.100
Passività per altre imposte correnti	1.659	2.474	2.271
Altre passività	1.620	1.930	1.480
	34.847	32.903	31.446
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	20.305	20.902	22.021
Fondi per rischi e oneri	11.792	11.501	11.743
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032	1.019	1.064
Passività per imposte differite	5.924	5.344	5.803
Altre passività	2.194	2.432	2.827
	41.247	41.198	43.458
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	38	48	71
TOTALE PASSIVITÀ	76.132	74.149	74.975
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	4.522	4.900	4.762
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	49.450	52.169	49.890
Azioni proprie	(6.756)	(6.755)	(6.754)
Acconto sul dividendo	(1.811)		
Utile dell'esercizio	6.318	2.547	3.801
Totale patrimonio netto di Eni	51.206	51.966	50.942
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.728	56.866	55.704
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	131.860	131.015	130.679

Conto economico

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
			RICAVI		
22.902	28.779	24.596	Ricavi della gestione caratteristica	47.706	53.375
252	233	357	Altri ricavi e proventi	537	590
23.154	29.012	24.953	Totale ricavi	48.243	53.965
			COSTI OPERATIVI		
15.415	20.103	17.862	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.466	37.965
		69	- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		69
1.154	1.119	1.143	Costo lavoro	2.199	2.262
			- di cui proventi non ricorrenti		
(5)	(28)	16	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	33	(12)
2.275	2.124	2.154	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	4.459	4.278
4.305	5.638	3.810	UTILE OPERATIVO	9.152	9.448
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
2.297	3.117	(259)	Proventi finanziari	3.660	2.858
(2.508)	(3.397)	(63)	Oneri finanziari	(3.930)	(3.460)
(145)	197	28	Strumenti derivati	(331)	225
(356)	(83)	(294)		(601)	(377)
			PROVENTI SU PARTECIPAZIONI		
108	200	82	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	292	282
339	91	348	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	380	439
447	291	430		672	721
4.396	5.846	3.946	UTILE ANTE IMPOSTE	9.223	9.792
(2.457)	(2.887)	(2.446)	Imposte sul reddito	(4.865)	(5.333)
1.939	2.959	1.500	Utile netto	4.358	4.459
			Di competenza:		
1.824	2.547	1.254	- azionisti Eni	4.046	3.801
115	412	246	- interessenze di terzi	312	658
1.939	2.959	1.500		4.358	4.459
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,51	0,70	0,35	- semplice	1,12	1,05
0,51	0,70	0,35	- diluito	1,12	1,05

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)

	I semestre	
	2010	2011
Utile netto del periodo	4.358	4.459
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	4.974	(2.374)
- Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita		(6)
- Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	342	120
- Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16)	5
- Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(134)	(48)
	5.166	(2.303)
Totale utile complessivo del periodo	9.524	2.156
- Azionisti Eni	9.118	1.549
- Interessenze di terzi	406	607

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interesenze di terzi al 31 dicembre 2010	55.728
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	2.156
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.811)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(397)
Stock option decadute	(6)
Costo di competenza stock option assegnate	2
Altre variazioni	32
Totale variazioni	(24)
Patrimonio netto comprese le interesenze di terzi al 30 giugno 2011	55.704
- Azionisti Eni	50.942
- Interessenze di terzi	4.762

Rendiconto finanziario

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
1.939	2.959	1.500		2010	2011
			Utile netto	4.358	4.459
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.218	2.107	1.914	Ammortamenti	4.370	4.021
57	17	240	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	89	257
(108)	(200)	(82)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(292)	(282)
(75)	(19)	(9)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(244)	(28)
(199)	(114)	(323)	Dividendi	(242)	(437)
(25)	(25)	(25)	Interessi attivi	(64)	(50)
129	159	182	Interessi passivi	274	341
2.457	2.887	2.446	Imposte sul reddito	4.865	5.333
322	86	(128)	Altre variazioni	227	(42)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(1.070)	(270)	(577)	- rimanenze	(1.190)	(847)
2.810	(601)	2.312	- crediti commerciali	86	1.711
(854)	(1.222)	(284)	- debiti commerciali	947	(1.506)
(2)	(48)	215	- fondi per rischi e oneri	54	167
(401)	412	(299)	- altre attività e passività	216	113
483	(1.729)	1.367	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	113	(362)
13	(7)	(5)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	9	(12)
353	118	336	Dividendi incassati	388	454
27	(14)	19	Interessi incassati	74	5
(265)	(216)	(322)	Interessi pagati	(408)	(538)
(2.741)	(1.824)	(2.699)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.378)	(4.523)
4.585	4.185	4.411	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.139	8.596
			Investimenti:		
(3.968)	(2.533)	(3.338)	- attività materiali	(6.415)	(5.871)
(360)	(342)	(402)	- attività immateriali	(692)	(744)
		(22)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(22)
(76)	(41)	(65)	- partecipazioni	(115)	(106)
(9)	(8)	(32)	- titoli	(13)	(40)
(270)	(513)	(107)	- crediti finanziari	(636)	(620)
64	(225)	285	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(40)	60
(4.619)	(3.662)	(3.681)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(7.911)	(7.343)
			Disinvestimenti:		
10	7	78	- attività materiali	213	85
5	18	(10)	- attività immateriali	5	8
48		1	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	48	1
3	1	8	- partecipazioni	529	9
20		52	- titoli	26	52
189	480	38	- crediti finanziari	495	518
12	4	106	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(32)	110
287	510	273	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	1.284	783
(4.332)	(3.152)	(3.408)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(6.627)	(6.560)

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
346	771	2.279	Assunzione di debiti finanziari non correnti	368	3.050
1.051	(308)	(749)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.147)	(1.057)
(279)	(1.100)	(780)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	413	(1.880)
1.118	(637)	750		(366)	113
	6	21	Apporti netti di capitale proprio da terzi		27
3	7	6	Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	16	13
	(8)		Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(8)
(1.811)		(1.811)	Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(1.811)	(1.811)
(353)		(397)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(353)	(397)
(1.043)	(632)	(1.431)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.514)	(2.063)
	(6)	(1)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)
20	(22)	(19)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	69	(41)
(770)	373	(448)	Flusso di cassa netto del periodo	67	(75)
2.445	1.549	1.922	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.608	1.549
1.675	1.922	1.474	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.675	1.474

(*) 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)

Il trim. 2010	I trim. 2011	Il trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
			Investimenti finanziari:		
(13)	(3)	(21)	- titoli	(13)	(24)
104	(77)	34	- crediti finanziari	(2)	(43)
91	(80)	13		(15)	(67)
			Disinvestimenti finanziari:		
2			- titoli	8	
1	13	34	- crediti finanziari	13	47
3	13	34		21	47
94	(67)	47	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	6	(20)

Informazioni supplementari

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre 2010 2011	
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
72			Attività correnti	72	
2	22		Attività non correnti	2	22
11			Disponibilità finanziarie nette	11	
(63)			Passività correnti e non correnti	(63)	
22	22		Effetto netto degli investimenti	22	22
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		
(11)				(11)	
11	22		Totale prezzo di acquisto	11	22
			a dedurre:		
(11)			<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(11)	
	22		Flusso di cassa degli investimenti		22
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
80			Attività correnti	80	
696	1		Attività non correnti	696	1
(282)			Indebitamento finanziario netto	(282)	
(136)			Passività correnti e non correnti	(136)	
358	1		Effetto netto dei disinvestimenti	358	1
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		
(149)				(149)	
140			Plusvalenza per disinvestimenti	140	
(46)			Interessenza di terzi	(46)	
303	1		Totale prezzo di vendita	303	1
			a dedurre:		
(255)			<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(255)	
48	1		Flusso di cassa dei disinvestimenti	48	1

Investimenti tecnici

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011	Var. % II trim. 11 vs 10		I semestre		
					2010	2011	Var. %
3.186	1.952	2.767	(13,2)	Exploration & Production	5.150	4.719	(8,4)
367	279	446	21,5	Gas & Power	677	725	7,1
149	132	184	23,5	Refining & Marketing	267	316	18,4
45	39	76	68,9	Petrochimica	71	115	62,0
380	345	206	(45,8)	Ingegneria & Costruzioni	792	551	(30,4)
10	2	1	(90,0)	Altre attività	19	3	(84,2)
33	40	22	(33,3)	Corporate e società finanziarie	50	62	24,0
158	86	38		Elisioni di consolidamento	81	124	
4.328	2.875	3.740	(13,6)		7.107	6.615	(6,9)

Nel primo semestre 2011, gli investimenti tecnici di €6.615 milioni hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3.432 milioni di euro) in particolare in Algeria, Kazakhstan, Norvegia, Stati Uniti, Italia e Congo nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per €757 milioni principalmente in Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa (€489 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Angola, Ghana, Australia, Stati Uniti, Egitto, Indonesia e Norvegia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€374 milioni) e di distribuzione del gas (€152 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€131 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€249 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la ristrutturazione e il *rebranding* di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€61 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€551 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
175	164	198	Italia	327	362
254	330	369	Resto d'Europa	431	699
1.247	426	412	Africa Settentrionale	1.692	838
635	488	1.114	Africa Occidentale	1.223	1.602
284	217	255	Kazakhstan	507	472
136	112	119	Resto dell'Asia	252	231
385	153	276	America	632	429
70	62	24	Australia e Oceania	86	86
3.186	1.952	2.767		5.150	4.719

GAS & POWER

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
68	18	45	Mercato	110	63
293	260	397	Business regolati Italia	561	657
178	157	217	- Trasporto	342	374
65	64	88	- Distribuzione	123	152
50	39	92	- Stoccaggio	96	131
6	1	4	Trasporto internazionale	6	5
367	279	446		677	725

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

Il trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011		I semestre	
				2010	2011
106	107	142	Raffinazione, supply e logistica	201	249
40	20	41	Marketing	57	61
3	5	1	Altre attività	9	6
149	132	184		267	316

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011			I semestre	
					2010	2011
1.758	1.684	1.489	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.800	1.586
185	186	172	Italia		184	179
208	224	221	Resto d'Europa		225	223
583	505	384	Africa Settentrionale		586	444
388	375	356	Africa Occidentale		395	365
107	117	106	Kazakhstan		114	112
123	120	104	Resto dell'Asia		123	111
139	131	122	America		149	127
25	26	24	Australia e Oceania		24	25
154,1	145,7	129,1	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	312,7	274,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011			I semestre	
					2010	2011
980	899	793	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	995	846
63	67	52	Italia		61	59
113	123	122	Resto d'Europa		122	123
306	239	189	Africa Settentrionale		296	214
318	286	265	Africa Occidentale		329	275
63	71	65	Kazakhstan		68	68
39	38	29	Resto dell'Asia		37	34
69	67	63	America		73	65
9	8	8	Australia e Oceania		9	8

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2010	I trim. 2011	II trim. 2011			I semestre	
					2010	2011
122	123	110	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	126	116
19	19	19	Italia		19	19
15	16	16	Resto d'Europa		16	15
44	41	31	Africa Settentrionale		46	36
11	14	14	Africa Occidentale		10	14
7	7	6	Kazakhstan		7	7
13	13	12	Resto dell'Asia		14	12
11	10	9	America		12	10
2	3	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 (8,6 e 8,7 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2011 e 2010, rispettivamente e 8,9 e 8,8 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2011 e 2010, rispettivamente e 9,1 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2011).

Petrolchimica

<u>Il trim.</u> <u>2010</u>	<u>I trim.</u> <u>2011</u>	<u>II trim.</u> <u>2011</u>		<u>I semestre</u> <u>2010 2011</u>	
			Vendite	(€ milioni)	
810	847	823	Petrolchimica di base	1.483	1.670
838	903	876	Polimeri	1.596	1.779
50	47	48	Altri ricavi	95	95
1.698	1.797	1.747		3.174	3.544
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
1.295	1.171	1.036	Petrolchimica di base	2.536	2.207
605	553	587	Polimeri	1.212	1.140
1.900	1.724	1.623		3.748	3.347

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

<u>Il trim.</u> <u>2010</u>	<u>I trim.</u> <u>2011</u>	<u>II trim.</u> <u>2011</u>		<u>I semestre</u> <u>2010 2011</u>	
			Ordini acquisiti		
818	1.727	1.535	<i>Engineering & Construction Offshore</i>	1.923	3.262
3.534	933	1.144	<i>Engineering & Construction Onshore</i>	4.781	2.077
9	75	274	Perforazioni mare	149	349
20	173	145	Perforazioni terra	206	318
4.381	2.908	3.098		7.059	6.006

(€ milioni)

	<u>31 dic. 2010</u>	<u>30 giu. 2011</u>
Portafoglio ordini	20.505	20.490