



Eni: risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2014

San Donato Milanese, 18 febbraio 2015 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2014 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- Cash flow operativo¹ record degli ultimi sei anni: €5,37 miliardi nel trimestre (+69%); €15,09 miliardi nel 2014 (+37%);
- Leverage ridotto a 0,22 (0,25 a fine 2013);
- Utile operativo adjusted: €2,32 miliardi nel trimestre (-34%); €11,57 miliardi nel 2014 (-9%);
- Utile netto adjusted: €0,46 miliardi nel trimestre (-64%); €3,71 miliardi nel 2014 (-16%);
- Utile netto: -€2,34 miliardi nel trimestre; €1,33 miliardi nel 2014;
- Dividendo² €1,12 per azione, di cui €0,56 distribuito in settembre (€1,10 nel 2013);
- Buy back di 21,66 milioni di azioni per un controvalore di €0,38 miliardi che insieme ai dividendi ha determinato un distribution yield³ dell'8,3%.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi⁴: 1,65 milioni di boe/giorno nel trimestre (+6,7%); (1,6 milioni nell'anno; +0,6%);
- Stima preliminare delle riserve certe a criteri US SEC: 6,6 miliardi di boe. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve: 112%;
- Avviati i progetti West Hub in Angola e Nené in Congo con time-to-market al top dell'industria;
- Nuove scoperte esplorative in Congo, Angola, Gabon, Indonesia, Ecuador ed Egitto in aree proven;
- Acquisiti nuovi permessi esplorativi nell'offshore di Portogallo, Sud Africa, Regno Unito, Vietnam, Egitto, Cina, Norvegia, Stati Uniti e Myanmar; rinnovata per tre anni la licenza esplorativa del blocco 15/06 in Angola;
- Ceduta la partecipazione nel progetto South Stream.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel quarto trimestre, in presenza di un contesto di mercato sfavorevole, Eni ha ottenuto eccellenti risultati ed una generazione di cassa record negli ultimi sei anni. I motivi principali di tale performance sono stati l'elevato valore della produzione upstream e l'accelerazione della ristrutturazione dei business mid-downstream. Sono inoltre proseguite le iniziative, avviate nel maggio 2014, di ribilanciamento del portafoglio di gruppo, di focalizzazione sulle attività core upstream ulteriormente rafforzate dai continui successi esplorativi e da una costante crescita organica delle riserve certe, e di ricerca di un maggior livello di efficienza. In funzione dei risultati conseguiti proporrò al prossimo CdA la distribuzione di un saldo dividendo 2014 di €0,56 per azione."

[1] Flusso di cassa netto da attività operativa.

[2] Proposta dividendo. Il Consiglio di Amministrazione Eni formalizzerà tale proposta il 12 marzo 2015 in occasione dell'approvazione del bilancio di esercizio 2014. L'Assemblea degli azionisti delibera su tale proposta il 13 maggio.

[3] Somma del dividend yield e del buy-back yield.

[4] Esclude il contributo di Artic Russia per effetto del disinvestimento.

Highlight finanziari

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2013	2014	Var. %
3.507	3.032	2.321	(33,8)	Utile operativo adjusted^(b)		12.650	11.572	(8,5)
1.288	1.169	464	(64,0)	Utile netto adjusted		4.430	3.707	(16,3)
0,36	0,32	0,13	(63,9)	- per azione (€) ^(c)		1,22	1,03	(15,6)
0,98	0,85	0,32	(67,3)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		3,24	2,74	(15,4)
(647)	1.714	(2.342)	..	Utile netto		5.160	1.333	(74,2)
(0,18)	0,48	(0,65)	..	- per azione (€) ^(c)		1,42	0,37	(73,9)
(0,49)	1,27	(1,62)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		3,77	0,98	(74,0)
3.184	3.984	5.365	68,5	Flusso di cassa netto da attività operativa		11.026	15.089	36,8

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

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

(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 quarto trimestre 2014 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted consolidato di €2,3 miliardi con una flessione del 33,8% rispetto al quarto trimestre 2013. Il principale driver è stato il netto calo del prezzo del petrolio (-30,2% per il riferimento Brent) che ha penalizzato il risultato di E&P (-€1,3 miliardi, pari al -38,8%). Il settore R&M è tornato in utile (€0,2 miliardi rispetto alla perdita di €0,1 miliardi del quarto trimestre 2013) grazie al recupero del margine di raffinazione e ai buoni risultati delle iniziative di efficienza e di ottimizzazione. Anche Versalis ha migliorato la performance (minori perdite per €0,1 miliardi) per effetto della risalita dei margini e delle ristrutturazioni. Nonostante lo scenario sfavorevole, il settore G&P si conferma in utile per effetto della migliorata competitività grazie alla rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term; il confronto con il quarto trimestre 2013 (-68,3%) è influenzato dalla circostanza che in quel trimestre furono rilevati effetti un tantum dalla rinegoziazione di volumi acquistati in esercizi precedenti in misura maggiore di quelli rilevati nel quarto trimestre 2014. La controllata Saipem registra una riduzione dell'80% dell'utile operativo rispetto al quarto trimestre 2013.

Nel 2014 l'utile operativo adjusted consolidato di €11,6 miliardi è diminuito dell'8,5% a causa della flessione del risultato E&P (-€3,1 miliardi, pari a -21,1%) per il minore prezzo del petrolio. I settori mid e downstream hanno evidenziato nel complesso un miglioramento della performance di €1,2 miliardi grazie alla rinegoziazione dei contratti gas, al taglio dei costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione. La controllata Saipem ha registrato un incremento di €0,6 miliardi dell'utile operativo per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel 2013, in un contesto di mercato che rimane tuttavia sfidante.

Utile netto adjusted

Nel quarto trimestre 2014 l'utile netto adjusted di €0,46 miliardi evidenzia una riduzione del 64% per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni (-€0,42 miliardi) relativi in particolare agli oneri (€0,38 miliardi) derivanti dalla valutazione al prezzo di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi prestiti obbligazionari convertibili (un provento di €0,07 miliardi nel quarto trimestre 2013). Il tax rate adjusted di gruppo aumenta di circa 15 punti percentuali per effetto della maggiore incidenza del settore E&P sull'utile ante imposte di gruppo e dell'indeducibilità dei predetti oneri valutativi.

Su base annua l'utile netto adjusted di €3,71 miliardi diminuisce del 16,3% rispetto all'anno precedente per gli stessi driver del trimestre con un tax rate in riduzione di 1 punto percentuale.

Utile netto reported

Nel quarto trimestre 2014 Eni ha riportato la perdita netta reported di €2,34 miliardi che sconta l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai valori correnti (-€0,86 miliardi) e svalutazioni di asset e altri oneri di circa €1,94 miliardi, compresa la rettifica di €0,50 miliardi delle attività per imposte anticipate delle società italiane in relazione alla proiezione di minori redditi imponibili futuri e la svalutazione (€0,48 miliardi) di quelle stanziare in relazione all'addizionale Ires di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), che sono state valutate non più recuperabili a seguito della dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. Il relativo effetto è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili al momento in relazione alla recente emanazione della sentenza.

L'utile netto dell'esercizio 2014 è stato di €1,33 miliardi e include gli oneri descritti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di un provento straordinario della gestione fiscale di €0,82 miliardi dovuto alla definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009. Il confronto dell'utile netto con i corrispondenti valori del 2013 risente delle rilevanti

plusvalenze conseguite nell'esercizio precedente in relazione alla cessione del 20% della scoperta in Mozambico (€2,99 miliardi, nell'esercizio 2013) e alla rivalutazione al prezzo di vendita dell'interest in Artic Russia (€1,68 miliardi, nel quarto trimestre e nell'esercizio 2013) che hanno compensato oneri straordinari e da valutazione scorte di €3,9 miliardi.

Cash flow operativo

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €15,09 miliardi (+€4,06 miliardi rispetto al 2013) nonostante €0,96 miliardi di minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto a fine 2013. Gli incassi da dismissione di €3,68 miliardi hanno riguardato la cessione dell'interest in Artic Russia, dell'8% di Galp e di asset non strategici in G&P ed E&P. Questi flussi hanno finanziato gli investimenti dell'esercizio (€12,24 miliardi gli investimenti tecnici e €0,41 miliardi gli investimenti finanziari), focalizzati nello sviluppo di giacimenti di idrocarburi e nei progetti di ricerca esplorativa, i dividendi agli azionisti Eni (€4 miliardi) e il riacquisto di azioni proprie per €0,38 miliardi, con l'eccedenza a riduzione dell'indebitamento finanziario netto⁵ che al 31 dicembre 2014 è pari a €13,71 miliardi (-€1,25 miliardi rispetto a fine 2013).

Rispetto alla situazione al 30 settembre 2014, l'indebitamento finanziario netto è diminuito di €2,13 miliardi. Il flusso di cassa della gestione (€5,37 miliardi) e gli incassi da dismissione (€0,45 miliardi) hanno più che compensato i fabbisogni per investimenti (€3,63 miliardi).

Il leverage⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,22 al 31 dicembre 2014, in flessione rispetto allo 0,25 del 31 dicembre 2013, riflettendo la riduzione dell'indebitamento finanziario netto e la crescita del total equity dovuta all'effetto positivo (+€5 miliardi) delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale grazie al sensibile apprezzamento della divisa statunitense rispetto all'euro (+12% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2013 e al 31 dicembre 2014).

Dividendo 2014

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,12 per azione⁷ (€1,10 nel 2013) di cui €0,56 distribuiti nel settembre 2014 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,56 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2015 con stacco cedola il 18 maggio 2015.

Highlight operativi

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Esercizio			
					2013	2014	Var. %	
1.577	1.576	1.648	4,5	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.619	1.598	(1,3)
816	812	868	6,4	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	833	828	(0,6)
118	119	121	2,5	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	122	120	(1,6)
25,56	19,62	23,70	(7,3)	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	93,17	89,17	(4,3)
8,75	8,26	9,32	6,5	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	35,05	33,58	(4,2)
2,33	2,41	2,26	(3,0)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	9,69	9,21	(5,0)

Exploration & Production

La produzione d'idrocarburi del quarto trimestre 2014 è stata di 1,648 milioni di boe/giorno con un incremento del 6,7% rispetto al quarto trimestre 2013 escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia (1,598 milioni di boe/giorno nell'anno, +0,6%). I principali incrementi sono stati registrati nel Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature.

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2014 in uno scenario caratterizzato dalla debolezza della domanda e dalla perdurante pressione competitiva, le vendite di gas naturale di 23,70 miliardi di metri cubi sono diminuite del 7,3% rispetto al quarto trimestre 2013. Le vendite in Italia (8,35 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 22% a causa principalmente delle più miti condizioni climatiche, dei minori volumi spot e della crisi del segmento termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (11,86 miliardi di metri cubi) si sono mantenute stabili. Su base annua le vendite di 89,17 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4,3% a causa dell'effetto climatico e della debolezza della domanda in particolare nel segmento termoelettrico.

[5] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 35.

[6] 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. 35.

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

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2014 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha quintuplicato il suo valore rispetto ai valori particolarmente depressi del quarto trimestre 2013 per effetto del repentino calo della quotazione del marker Brent. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla crescente pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Su base annua, il margine indicatore Eni ha registrato un incremento del 32,1%.

Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,51 milioni di tonnellate, evidenziando una contrazione del 3,8% a causa principalmente della forte pressione competitiva (6,14 milioni di tonnellate, -7,5% su base annua). La quota di mercato è pari al 24,7% nel quarto trimestre 2014, in calo di 1,2 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (25,9%). La quota di mercato media annua è diminuita di due punti percentuali a 25,5% nel 2014, dal 27,5% nel 2013.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del quarto trimestre 2014 hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-8,2% nel trimestre); la media annua è invece sostanzialmente stabile a causa della forza dell'euro nella prima parte dell'anno.

Sviluppi di business

Exploration & Production

Successi esplorativi

Nel 2014 è proseguito il track-record di successi esplorativi. Le risorse accertate nell'anno sono state circa 900 milioni di boe al costo unitario competitivo di \$2,1 barile. Alcune delle principali scoperte sono state fatte near-field e avranno un rapido time-to-market potendo far leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture produttive dei giacimenti esistenti. In particolare:

(i) Angola: il pozzo Ochigufu 1 NFW nelle acque profonde del Blocco 15/06, operato da Eni con il 35%, ha individuato 300 milioni di barili di olio in posto, incrementando le risorse producibili del progetto West Hub avviato a fine 2014. Nel gennaio 2015 le autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del suddetto blocco;

(ii) Congo: nelle acque convenzionali del Blocco Marine XII, terza scoperta nell'arco di meno di due anni con il pozzo Minsala Marine 1 NFW che incrementa di 1 miliardo di barili in posto le risorse del Blocco presentando caratteristiche analoghe alle precedenti Litchendjili e Nené, quest'ultimo avviato in early production in tempi record;

(iii) Ecuador: il pozzo esplorativo Qglan-2 nel Blocco 10 (Eni 100%, operatore) ha scoperto un potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto, situati in prossimità delle infrastrutture produttive del giacimento operato di Villano;

(iv) Indonesia: scoperta a gas con il pozzo esplorativo Merakes 1 NFW situato nel blocco offshore East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La scoperta, stimata in almeno 36 miliardi di metri cubi di gas, è in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik operato da Eni e potrà fornire ulteriori volumi all'impianto GNL di Bontang;

(v) Mozambico: con i pozzi di delineazione mineralizzati a gas di Agulha 2 e Coral 4 DIR, confermando l'estensione degli omonimi giacimenti. Le risorse complessivamente scoperte nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) sono stimate in circa 2.500 miliardi di metri cubi.

Le altre scoperte di rilievo sono state in:

(i) Gabon: il pozzo Nyonie Deep 1 nel Blocco D4 (Eni 100%, operatore) nelle acque convenzionali del Gabon ha individuato un potenziale in posto stimato in 500 milioni di boe di gas e condensati;

(ii) Norvegia: scoperta a olio e gas di Drivis nella licenza esplorativa offshore PL532 (Eni 30%) con volumi in posto stimati tra 125 e 140 milioni di barili che potrà essere collegata all'Hub di sviluppo di Johan Castberg;

(iii) Stati Uniti: perforati con successo i pozzi esplorativi Stallings 1H e Mitchell 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources alla fine del 2013 volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale-oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel West Texas. I pozzi sono già allacciati alla produzione;

(iv) Egitto: la scoperta a olio di ARM-14 nella concessione Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez che ha permesso di raddoppiare nel corso del 2014 la produzione del campo.

Nuovo acreage esplorativo

È stato acquisito acreage esplorativo per complessivi 100.000 chilometri quadrati netti in quota Eni, tra i quali:

(i) Cina: ottenuto un Production Sharing Contract con la compagnia di stato CNOOC per l'esplorazione del blocco offshore 50/34 situato nelle acque convenzionali del Mare Cinese Meridionale. La durata del periodo esplorativo è sei anni e mezzo;

(ii) Egitto: assegnata l'operatorship del blocco Shorouk (Eni 100%) situato nell'offshore profondo del Mar Mediterraneo;

(iii) Myanmar: firmati i Production Sharing Contract per l'esplorazione di due blocchi onshore. Il periodo di esplorazione ha una durata di 6 anni;

(iv) Portogallo: acquisizione da Petrogal, controllata di Galp, dell'interest del 70% e l'operatorship nei permessi offshore di Gamba, Santola e Lavagante;

- (v) Sud Africa: acquisizione dei diritti di esplorazione nel permesso offshore ER236 con un working interest del 40% e l'operatorship. L'area esplorativa si estende per circa 82.000 chilometri quadrati lungo le coste orientali del Paese;
- (vi) Vietnam: firmati i Production Sharing Contract per l'esplorazione dei blocchi offshore 122, 116 (Eni 100%) e 124 (Eni 60%). Il commitment esplorativo è previsto in 7 anni;
- (vii) Norvegia: assegnate due licenze esplorative nel Mare di Barents, dove Eni diventa operatore dell'area PL806, e nel Mare del Nord;
- (viii) Regno Unito: acquisizione dell'operatorship dei blocchi esplorativi 22/19c (Eni 50%), 22/19e (Eni 57,14%) e 30/1b (Eni 100%);
- (ix) Stati Uniti: acquisizione dell'operatorship dei blocchi esplorativi MC246 e MC290 (Eni 100%) nel Golfo del Messico e su un'area nella Leon Valley (Texas Occidentale) con una quota del 50%, per esplorare e sfruttare giacimenti di shale oil;
- (x) Algeria: assegnate tre autorizzazioni di prospezione esplorativa nelle aree El Guefoul, Tinerkouk e Terfas nell'onshore meridionale del Paese.

Attività di sviluppo

Kazakhstan

Firmato un accordo strategico con la compagnia di stato KazMunayGas (KMG) per lo sfruttamento dei diritti di esplorazione e produzione dell'area Isatay nel Mar Caspio settentrionale con partecipazioni paritetiche nell'iniziativa.

Congo

Nel luglio 2014 è stato firmato con le competenti Autorità l'accordo per l'estensione di contratti petroliferi in essere e per l'avvio di nuove iniziative nel bacino costiero del Paese, che si estende dall'onshore Mayombe al deep-offshore.

A fine dicembre 2014 è stata avviata in produzione la recente scoperta di Nené nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7,5 mila boe/giorno, facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi e prevede l'installazione di piattaforme di produzione e la perforazione di oltre 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.

Egitto

Nell'agosto 2014 è stato avviato il progetto DEKA (Denis-Karawan) con una produzione di 1,8 milioni di metri cubi di gas/giorno e circa 800 barili/giorno di condensati associati. Le produzioni sono trattate presso l'impianto onshore di El Gamil. Il picco produttivo di circa 6,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni è atteso entro il primo trimestre 2015.

Venezuela

Nel giugno 2014 è stato siglato con la compagnia di Stato PDVSA un Memorandum of Understanding per lo sfruttamento commerciale delle riserve di condensati associate al giacimento a gas super-giant di Perla. L'accordo prevede la costituzione di una società mista dove PDVSA avrà una quota del 60% ed Eni e Repsol parteciperanno con il 20% ciascuna. Le due compagnie internazionali finanziairanno in misura paritetica la quota di costi di sviluppo a carico di PDVSA fino a \$1 miliardo. L'accordo è soggetto all'approvazione delle autorità competenti.

Alaska

Nel giugno 2014 il giacimento di Nikaitchuq ha raggiunto il target produttivo di 25 mila barili di olio al giorno. Tale importante risultato è stato ottenuto grazie alle competenze e alle tecnologie proprietarie di Eni applicate in un ambiente estremo e con vincoli ambientali, che hanno consentito di realizzare uno degli impianti di produzione più avanzati nel North Slope.

Turkmenistan

Nel novembre 2014 Eni e la compagnia di stato del Turkmenistan Turkmenneft hanno firmato un addendum al Production Sharing Agreement che regola le attività di esplorazione e produzione del blocco onshore Nebit Dag ed estende la durata dell'accordo al 2032 con contestuale cessione del 10% della partecipazione al partner turkmeno.

Messico

Nell'ottobre 2014 è stato firmato con la compagnia di Stato Petroleos Mexicanos (Pemex) un accordo quadro per le future collaborazioni nell'upstream e in altri settori di business e altre aree.

Angola

Nel dicembre 2014 è stata avviata la produzione del progetto West Hub Development nelle acque profonde del Blocco 15/06, primo progetto in produzione operato da Eni nel paese, con un livello iniziale di 45 mila barili di olio al giorno ottenuti attraverso la FPSO N'Goma. Lo sviluppo del progetto è avvenuto in soli 44 mesi a partire dalla dichiarazione di scoperta commerciale e rappresenta un risultato al top dell'industria per gli sviluppi in acque profonde. Il ramp-up produttivo sarà completato nel corso dei prossimi mesi raggiungendo fino a 100.000 barili di olio al giorno. In futuro la produzione del blocco sarà sostenuta dall'allacciamento alle facilities estrattive installate per la scoperta originaria di Sangos delle numerose scoperte successive, ultima in ordine di tempo Ochigufu.

Golfo del Messico

Nel gennaio 2015 è stata avviata la produzione del campo Lucius situato nelle acque profonde del Golfo del Messico. La produzione avverrà attraverso 6 pozzi sottomarini allacciati a una piattaforma galleggiante di trattamento di olio e gas, collegata alla costa attraverso oleodotti e gasdotti dedicati. Al completamento del ramp-up produttivo, il campo erogherà circa 7.000 barili di olio equivalente al giorno in quota Eni.

Ghana

Nel gennaio 2015 Eni e le autorità ghanesi hanno siglato un accordo relativo allo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni 47,22%, operatore), che produrrà olio dal 2017 e gas dal 2018. A regime la produzione sarà pari a 80.000 boe/giorno.

Gas & Power

Rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento a lungo termine e riduzione del take-or-pay

Nel corso dell'anno, grazie alla rinegoziazione di alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, si è ottenuto un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Oltre il 60% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Inoltre sono stati ridotti gli anticipi cumulati in attivazione della clausola di "take-or-pay" nei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine per €0,66 miliardi per effetto delle rinegoziazioni e delle azioni di ottimizzazione delle vendite.

Refining & Marketing

Piano di sviluppo di Gela

Nel novembre 2014 è stato concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali, il piano di rilancio del sito di Gela. Il punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bio-raffineria, secondo il modello "green refinery" già sperimentato a Venezia, per la produzione di diesel da materia prima vegetale attraverso l'utilizzo della tecnologia proprietaria Ecofining™ e la costruzione di un moderno polo logistico. Nell'ambito dell'accordo è prevista la ripresa delle attività upstream in Sicilia con iniziative di esplorazione e produzione nel territorio della Regione e nell'offshore e la realizzazione di interventi di risanamento ambientale e di un centro di competenza in materia di sicurezza. Eni ha pianificato investimenti di circa €2,2 miliardi per tali iniziative, dedicate in particolare ai progetti upstream nella Regione siciliana.

Avvio della bio-raffineria di Venezia

Nel giugno 2014 è stata avviata la bio-raffineria di Porto Marghera della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di green diesel da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™) destinato a coprire la metà del fabbisogno annuo di green diesel di Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

Versalis

Ristrutturazione delle attività petrolchimiche in Sardegna

Nel giugno 2014 sono stati avviati gli impianti relativi al progetto Chimica Verde di Matrica, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. L'innovativa tecnologia utilizzata dagli impianti è in grado di trasformare oli vegetali in monomeri e intermedi, componenti base per la produzione di bio-prodotti più complessi destinati a svariati settori industriali (pneumatici, bio-lubrificanti, plastiche, ecc.). La capacità produttiva di tali impianti è di circa 70 mila tonnellate/anno ed essi entreranno gradualmente a regime nel corso del 2015. L'impianto di cracking a carica petrolifera è stato chiuso in via definitiva.

A fine dicembre 2014 è stato ceduto l'impianto di Sarroch al gruppo petrolifero Saras che opera l'adiacente raffineria. L'accordo prevede l'acquisizione da parte di Saras delle attività Versalis connesse al ciclo produttivo della raffineria, in particolare l'impianto di reforming, l'impianto splitter del propilene e i relativi servizi, incluso il sistema logistico. Versalis continuerà a operare nel sito con le attività di miglioramento ambientale programmate e per eseguire gli interventi di messa in sicurezza conseguenti alla fermata delle produzioni non comprese nell'accordo.

Ristrutturazione del polo petrolchimico di Porto Marghera

Nel novembre 2014 è stato definito con il Ministro dello Sviluppo economico e le parti sociali il piano di rilancio del polo petrolchimico di Porto Marghera attraverso lo sviluppo di un innovativo progetto di Chimica Verde e la chiusura definitiva dell'impianto di cracking a carica petrolifera. Il progetto "verde" in partnership con la società americana Elevance Renewable Science Inc. prevede

l'industrializzazione, con impianti world-scale primi al mondo nel loro genere, di una nuova tecnologia per la produzione di bio-intermedi chimici da oli vegetali destinati a settori applicativi a elevato valore aggiunto quali detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.

Nel novembre 2014 è stata firmata una partnership con la società statunitense Solazyme, produttrice di oli da fonti rinnovabili e bio-prodotti, volta a favorire l'ingresso sul mercato e la commercializzazione di Encapso™, il primo lubrificante biodegradabile incapsulato per fluidi utilizzato nell'industria della perforazione petrolifera disponibile in commercio. Tale prodotto potrà essere impiegato anche nelle attività di perforazione del Gruppo Eni.

Disinvestimenti

South Stream

Nel dicembre 2014 è stata ceduta a Gazprom, in forza dell'esercizio della put option prevista dallo shareholders' agreement, la quota di partecipazione del 20% nella società South Stream Transport B.V., impegnata nelle attività di progettazione, procurement e costruzione del tratto offshore del gasdotto South Stream. Il prezzo di esercizio consente a Eni di recuperare il capitale fino a oggi investito nell'iniziativa calcolato coerentemente con gli accordi esistenti.

Gli altri disinvestimenti di immobilizzazioni e partecipazioni non strategiche hanno riguardato:

- lo smobilizzo della partecipazione finanziaria in Galp con la vendita della quota pari all'8% del capitale sociale per l'ammontare di €824 milioni;
- la vendita dell'interest del 50% nella joint venture EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft (EEV), che controlla le società operative Gasversorgung Süddeutschland (GVS) e Terranets BW di vendita e trasporto gas, al partner EnBW.

Inoltre è stata definita la cessione, in attesa di closing, delle attività di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e della relativa quota di capacità di raffinazione locale attraverso l'interest del 32,445% nella società di raffinazione Česká Rafinérská a.s. (CRC).

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2015 è caratterizzato dal moderato rafforzamento della crescita economica globale trainata dagli Stati Uniti. Rimangono i rischi relativi alla solidità della ripresa nell'area Euro, all'entità del rallentamento di Cina e di altre economie emergenti e alla stabilità finanziaria. Il prezzo del petrolio è previsto in significativo ridimensionamento rispetto al 2014 a causa dell'eccesso di offerta. Nel settore Exploration & Production il management attuerà iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti mantenendo un solido focus sull'esecuzione e il time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo del prezzo del petrolio. Negli altri settori correlati al quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, all'eccesso di offerta/capacità e alla pressione competitiva da parte di produttori più efficienti. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. La difesa della redditività in tali settori farà leva sulla rinegoziazione dei contratti gas, sulla ristrutturazione/riconversione della capacità produttiva legata al ciclo petrolifero e sulle azioni di riduzione dei costi e di ottimizzazione dei margini.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2014 a parità di effetto prezzo nei PSA grazie all'avvio di nuovi giacimenti e al ramp-up di quelli avviati nel 2014 in particolare in Angola, Congo, Regno Unito, Stati Uniti e Norvegia;
- **vendite di gas:** sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in leggera ripresa per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario. In aumento le produzioni di biocarburanti grazie all'entrata a regime del progetto green refinery di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste stabili in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva facendo leva sulle azioni di marketing volte a sostenere la quota di mercato;
- **Ingegneria & Costruzioni:** in presenza di uno scenario estremamente sfidante, riconducibile al crollo del prezzo del petrolio, l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

Nel 2015 il management prevede iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending rispetto al 2014 (€12,2 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,4 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2014) in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine.

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2015-2018 e le proiezioni economiche e finanziarie saranno l'oggetto della strategy presentation programmata per il 13 marzo p.v.

Il presente comunicato stampa, redatto su base volontaria in linea con le best practice di mercato, illustra i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'anno 2014, non sottoposti a revisione contabile.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2014 e al quarto trimestre 2013 e agli esercizi 2014 e 2013. Le informazioni sui flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2014, nonché al 31 dicembre 2013. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata. 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 31 dicembre 2014 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2013 e della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2014, come di seguito spiegato.

Con efficacia 1° gennaio 2014, Eni ha adottato, tra l'altro, le disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 "Bilancio Consolidato" e IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto", emanati dallo IASB nel 2011 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. In coerenza con le disposizioni transitorie, Eni ha proceduto alla riesposizione dei dati comparativi pubblicati nel presente comunicato stampa. Per la descrizione di tali principi si fa rinvio alle note illustrative della Relazione finanziaria annuale 2013 depositata presso le Autorità di mercato e Borsa Italiana il 10 aprile 2014. Per l'informativa completa sul restatement dei periodi contabili 2013 a seguito dell'applicazione dei nuovi principi contabili si fa rinvio al comunicato stampa sui risultati del primo trimestre 2014 pubblicato il 29 aprile 2014 e alla Relazione finanziaria semestrale consolidata pubblicata l'1 agosto 2014.

Di seguito è riportata la sintesi dei risultati dei periodi di confronto e dell'intero esercizio 2013 riesposti in base alle disposizioni dei nuovi principi contabili.

(€ milioni)

CONTO ECONOMICO	IV trim. 2013		Esercizio 2013	
	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
Utile operativo	260	248	8.856	8.888
<i>di cui:</i>				
G&P	(1.987)	(2.002)	(2.992)	(2.967)
R&M	(815)	(812)	(1.517)	(1.492)
Proventi su partecipazioni	1.802	1.807	6.115	6.085
Utile netto di competenza azionisti Eni	(647)	(647)	5.160	5.160
STATO PATRIMONIALE				
Immobili, impianti e macchinari	62.506	63.763	62.506	63.763
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.934	3.153	3.934	3.153
Totale attività	138.088	138.341	138.088	138.341
RENDICONTO FINANZIARIO				
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.181	3.184	10.969	11.026
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.988)	(3.971)	(10.943)	(10.981)
Flusso di cassa netto del periodo	(728)	(765)	(2.477)	(2.505)

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Massimo Mondazzi, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile 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, buy-back, 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 della 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 trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

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 quarto trimestre e del preconsuntivo 2014 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2014

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
29.828	26.600	26.832	(10,0)	Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.988	(4,1)
248	2.579	(535)	..	Utile operativo	8.888	7.945	(10,6)
385	190	1.255		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	716	1.460	
2.874	263	1.601		Esclusione special item	3.046	2.167	
3.507	3.032	2.321	(33,8)	Utile operativo adjusted	12.650	11.572	(8,5)
				Dettaglio per settore di attività			
3.320	3.088	2.032	(38,8)	Exploration & Production	14.643	11.551	(21,1)
341	(109)	108	(68,3)	Gas & Power	(638)	310	..
(92)	39	192	..	Refining & Marketing	(457)	(211)	53,8
(130)	(98)	(66)	49,2	Versalis	(386)	(346)	10,4
155	155	31	(80,0)	Ingegneria & Costruzioni	(99)	479	..
(51)	(42)	(48)	5,9	Altre attività	(210)	(178)	15,2
(82)	(65)	(60)	26,8	Corporate e società finanziarie	(332)	(264)	20,5
				Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	129	231	
46	64	132		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(830)	(862)	
(260)	(166)	(223)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	786	301	
132	107	(287)		Imposte sul reddito ^(b)	(8.382)	(7.212)	
(2.051)	(1.766)	(1.372)		Tax rate (%)	66,5	65,5	
60,7	59,4	75,8		Utile netto adjusted	4.224	3.799	(10,1)
1.328	1.207	439	(66,9)	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.160	1.333	(74,2)
(647)	1.714	(2.342)	..	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	438	1.008	
229	133	864		Esclusione special item	(1.168)	1.366	
1.706	(678)	1.942		Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	4.430	3.707	(16,3)
1.288	1.169	464	(64,0)	Utile netto di competenza azionisti Eni			
(0,18)	0,48	(0,65)	..	per azione (€)	1,42	0,37	(73,9)
(0,49)	1,27	(1,62)	..	per ADR (\$)	3,77	0,98	(74,0)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,36	0,32	0,13	(63,9)	per azione (€)	1,22	1,03	(15,6)
0,98	0,85	0,32	(67,3)	per ADR (\$)	3,24	2,74	(15,4)
3.622,8	3.608,3	3.603,4		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c)	3.622,8	3.610,4	
3.184	3.984	5.365	68,5	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.089	36,8
3.789	3.083	3.633	(4,1)	Investimenti tecnici	12.800	12.240	(4,4)

(a) 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.

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
109,27	101,85	76,27	(30,2)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,66	98,99	(8,9)
1,361	1,325	1,249	(8,2)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,328	1,329	0,1
80,29	76,87	61,06	(24,0)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	81,82	74,48	(9,0)
0,96	4,39	4,97	..	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	2,43	3,21	32,1
10,93	7,03	8,37	(23,4)	Prezzo gas NBP ^(d)	10,63	8,22	(22,7)
0,2	0,2	0,1	(50,0)	Euribor - a tre mesi (%)	0,2	0,2	
0,2	0,2	0,2		Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,2	(33,3)

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

Risultati di Gruppo

Reported

Nel quarto trimestre 2014 Eni ha registrato la perdita operativa di €535 milioni e la perdita netta di €2.342 milioni, a fronte dell'utile operativo di €248 milioni e della perdita netta di €647 milioni nel quarto trimestre 2013. La perdita 2014 è determinata dal continuo deterioramento dello scenario energetico con il crollo delle quotazioni del petrolio che ha sensibilmente ridotto i ricavi del settore E&P. Inoltre sono stati rilevati oneri netti di €2.806 milioni che comprendono l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti e svalutazioni di asset dovute all'impatto della proiezione di minori prezzi del petrolio a breve-medio termine sulle proprietà oil & gas e sui tassi di utilizzo dei mezzi di perforazione e navali di Saipem, nonché la rettifica delle attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e alla citata cancellazione della Robin Tax (€476 milioni).

Il confronto con il quarto trimestre 2013 sconta l'adeguamento al prezzo di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam (onere di €375 milioni nel 2014 e provento di €67 milioni nel 2013) e la rilevazione nel 2013 del provento da allineamento al prezzo di vendita dell'interest in Artic Russia pari a €1.682 milioni a seguito dell'accordo di cessione con Gazprom, perfezionato poi nel gennaio 2014. Peraltro anche il quarto trimestre 2013 era stato penalizzato dalla contabilizzazione di oneri straordinari e da valutazione scorte post-tax di €3.617 milioni.

Nell'esercizio 2014 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.333 milioni con una riduzione di €3.827 milioni rispetto al 2013, pari a -74,2%, per effetto degli stessi fenomeni industriali e oneri illustrati nel commento ai risultati del trimestre e della circostanza che nel 2013 furono rilevate le plusvalenze relative alle transazioni del 20% della scoperta in Mozambico e dell'Artic Russia (per complessivi €4.676 milioni). Questi trend negativi sono stati attenuati dai benefici delle azioni di ristrutturazione e rinegoziazione dei contratti nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Versalis con un impatto migliorativo complessivo di €1.234 milioni. Inoltre il risultato dell'esercizio 2014 ha beneficiato di un provento fiscale di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Adjusted

Nel quarto trimestre 2014 l'**utile operativo adjusted** è stato di €2.321 milioni con una riduzione del 33,8% rispetto al quarto trimestre 2013; su base annua è stato di €11.572 milioni (-8,5%).

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €464 milioni nel quarto trimestre 2014 è diminuito di €824 milioni rispetto al quarto trimestre 2013 (-64%), di cui €375 milioni relativi all'allineamento ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam (nel trimestre di confronto proventi di €67 milioni). Le rettifiche hanno riguardato la perdita di magazzino di €864 milioni e special item costituiti da oneri netti di €1.942 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €2.806 milioni al netto del relativo effetto fiscale. Nell'esercizio 2014 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €3.707 milioni è diminuito del 16,3% ed esclude la perdita di magazzino di €1.008 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €1.366 milioni al netto del relativo effetto fiscale, con una rettifica complessiva positiva di €2.374 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo sono stati €1.601 milioni nel trimestre e €2.167 milioni nell'anno riferiti principalmente alle svalutazioni che hanno riguardato: (i) proprietà oil & gas essenzialmente a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e a medio termine (€509 milioni nel trimestre; €692 milioni nell'anno); (ii) i mezzi di perforazione e navali di Saipem (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che si prospetta di bassi prezzi di idrocarburi; (iii) le reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti; (iv) gli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€66 milioni nel trimestre; €196 milioni nell'esercizio). Gli altri special item operativi comprendono: (i) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €264 milioni nel trimestre); (ii) accantonamenti per oneri ambientali e per incentivazione all'esodo (€93 milioni nel trimestre e €188 milioni nell'anno); (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (proventi di €24 milioni nel trimestre; oneri di €229 milioni nell'esercizio).

Gli **special item non operativi** dell'esercizio 2014 escludono principalmente la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€468 milioni)⁸. Gli special item relativi alle imposte sul reddito comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la svalutazione delle imposte differite attive delle società italiane di cui €500 milioni valutate non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri, e €476 milioni relativi alla Robin Tax, valutate non più recuperabili a seguito della dichiarazione di illegittimità da parte della Corte Costituzionale, nonché il citato provento d'imposta relativo alla Libyan Tax (€824 milioni).

[8] I periodi di confronto sono stati corrispondentemente rettificati.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel quarto trimestre 2014 è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato dal settore E&P a causa del calo del prezzo del petrolio, dal settore G&P a causa di significative rinegoziazioni retroattive nel quarto trimestre 2013 e dalla controllata Saipem. Su base annua, il significativo miglioramento conseguito dal settore G&P che riflette la migliorata competitività grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas long-term, da R&M, e da Saipem, che nel 2013 risentiva della rilevazione di perdite straordinarie su commessa, è stato più che compensato dal peggioramento dell'Exploration & Production.

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2014 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €2.032 milioni con una riduzione del 38,8% determinata dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-28,5% in media) che segue l'andamento del marker Brent (-30,2%) e la debolezza del mercato del gas soprattutto in Europa. Su base annua, l'utile operativo adjusted di €11.551 milioni evidenzia una riduzione del 21,1% a causa della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvisi e messa a regime di giacimenti in produzione essenzialmente nel secondo semestre 2013, con il conseguimento del plateau produttivo nel 2014.

L'utile netto adjusted di €736 milioni è diminuito del 37,9% (-25,6% su base annua) per effetto del peggioramento della performance operativa. L'incremento del tax rate adjusted di circa 2 punti percentuali su base annua riflette la maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2014 il settore Gas & Power ha chiuso con l'utile operativo adjusted di €108 milioni (€341 milioni l'utile operativo registrato nel quarto trimestre 2013). La riduzione rispetto al periodo di confronto riflette la circostanza che il corrispondente periodo del 2013 beneficiava di effetti una tantum da rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term relativi a forniture di esercizi precedenti in misura maggiore di quella che influenza il quarto trimestre 2014. Il settore ha chiuso il trimestre con l'utile netto adjusted di €56 milioni, in peggioramento di €183 milioni rispetto al quarto trimestre 2013. Nell'anno il miglioramento dell'utile netto adjusted è stato di €443 milioni registrando l'utile operativo adjusted di €310 milioni a fronte della perdita operativa adjusted di €638 milioni nel 2013. La performance dell'anno riflette la migliorata competitività del business grazie ai benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi gli effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013, parzialmente compensata dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva.

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2014 il settore Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €192 milioni che si confronta con la perdita di €92 milioni dello stesso periodo dello scorso esercizio. Tale miglioramento è dovuto al recupero dei margini, in un contesto in cui permangono tuttavia i fattori di debolezza strutturale dell'industria in particolare nell'area del Mediterraneo, e agli effetti delle azioni di efficienza e ottimizzazione, in particolare il progetto green refinery di Venezia e la fermata di linee non più economiche. L'utile netto adjusted del quarto trimestre 2014 di €132 milioni evidenzia un miglioramento di €136 milioni rispetto alla perdita netta di €4 milioni del quarto trimestre 2013. Su base annua, il settore ha chiuso con la perdita operativa adjusted di €211 milioni che migliora di oltre il 50% la perdita dell'anno 2013, grazie al notevole miglioramento dello scenario nel quarto trimestre e all'effetto delle azioni di turnaround. La perdita netta adjusted dell'anno migliora del 35,3% rispetto al 2013.

Ingegneria & Costruzioni

Nel quarto trimestre 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato l'utile operativo adjusted di €31 milioni, in riduzione di €124 milioni, a causa degli effetti di commesse a marginalità critica acquisite in passati esercizi. Su base annua, il confronto con il 2013 evidenzia un miglioramento di €578 milioni per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse. Nel trimestre il settore evidenzia una perdita netta adjusted di €5 milioni, mentre nell'anno l'utile netto registra un incremento di €562 milioni.

Versalis

Nel quarto trimestre 2014 Versalis ha dimezzato la perdita operativa adjusted che scende a €66 milioni grazie al miglioramento dei margini su intermedi e polietilene, nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Sul contenimento della perdita hanno inciso le azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto Chimica Verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche. La perdita netta adjusted di €58 milioni è diminuita di €58 milioni per effetto del miglioramento del risultato operativo. Nel 2014 la perdita operativa adjusted di €346 milioni migliora di €40 milioni (-10,4%), a causa della severità dello scenario nella prima parte dell'anno. Su base annua, la perdita netta adjusted migliora del 18% rispetto al periodo di confronto.

Stato patrimoniale riclassificato⁹

(€ milioni)

	31 dic. 2013	30 sett. 2014	31 dic. 2014	Var. ass. vs. 31 dic. 2013	Var. ass. vs. 30 sett. 2014
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	63.763	70.099	71.955	8.192	1.856
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.347	1.582	(991)	(765)
Attività immateriali	3.876	3.656	3.645	(231)	(11)
Partecipazioni	6.180	5.769	5.129	(1.051)	(640)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.339	1.823	1.861	522	38
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.255)	(1.462)	(1.971)	(716)	(509)
	76.476	82.232	82.201	5.725	(31)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.939	8.793	7.564	(375)	(1.229)
Crediti commerciali	21.212	18.763	19.715	(1.497)	952
Debiti commerciali	(15.584)	(13.660)	(15.027)	557	(1.367)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.062)	(2.775)	(1.848)	1.214	927
Fondi per rischi e oneri	(13.120)	(14.803)	(15.866)	(2.746)	(1.063)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.274	2.397	242	(1.032)	(2.155)
	(1.341)	(1.285)	(5.220)	(3.879)	(3.935)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.279)	(1.348)	(1.313)	(34)	35
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2.156	262	291	(1.865)	29
CAPITALE INVESTITO NETTO	76.012	79.861	75.959	(53)	(3.902)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.210	61.351	59.795	1.585	(1.556)
Interessenze di terzi	2.839	2.673	2.455	(384)	(218)
Patrimonio netto	61.049	64.024	62.250	1.201	(1.774)
Indebitamento finanziario netto	14.963	15.837	13.709	(1.254)	(2.128)
COPERTURE	76.012	79.861	75.959	(53)	(3.902)
Leverage	0,25	0,25	0,22	(0,03)	(0,03)

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2013 (cambio EUR/USD 1,214 al 31 dicembre 2014, contro 1,379 al 31 dicembre 2013, -12%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2014, un aumento del capitale investito netto di €5.147 milioni, del patrimonio netto di €5.008 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €139 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€82.201 milioni) è aumentato di €5.725 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici (€12.240 milioni) e della revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti nel settore Exploration & Production principalmente per effetto tassi (+€2.113 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€11.499 milioni), dalla riduzione della voce "Partecipazioni" (-€1.051 milioni) per effetto della cessione di Galp e dell'adeguamento dell'interest residuo al prezzo di borsa e della cessione di altre partecipazioni (South Stream, EnBw), nonché dal minor valore delle scorte d'obbligo per effetto del calo dei prezzi petroliferi (€991 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.220 milioni) è diminuito di €3.879 milioni per effetto: i) della riduzione delle altre attività nette (-€1.032 milioni) dovuto alla minore esposizione verso i partner in joint venture nel settore E&P, nonché alla riduzione del deferred cost relativo al gas prepagato in attivazione della clausola di take-or-pay in esercizi precedenti grazie al recupero ottenuto con le rinegoziazioni e altre iniziative gestionali; ii) della riduzione delle rimanenze di petrolio (-€375 milioni) il cui valore è stato allineato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio; iii) della riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (-€940 milioni) principalmente nel settore E&P. I debiti tributari e fondo imposte netto sono diminuiti per effetto dell'iscrizione del provento della Libyan Tax al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio e dello stanziamento nell'ultimo trimestre di minori imposte rispetto a quelle pagate in relazione alla contrazione dei redditi imponibili, parzialmente compensati dalla svalutazione delle attività per imposte anticipate delle imprese italiane (€946 milioni).

(9) 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 solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€291 milioni) riguardano principalmente il fair value delle reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€62.250 milioni) è aumentato di €1.201 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. Tale incremento riflette l'utile complessivo dell'esercizio (€5.642 milioni) dato dall'utile di conto economico di €892 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive dei bilanci in dollari delle consociate estere (€5.008 milioni), al netto della variazione negativa della riserva cash flow hedge (€164 milioni) e del reversal della riserva da valutazione a fair value delle azioni Galp per effetto della cessione. Tale incremento è stato in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.441 milioni (dividendo Eni di €4.006 milioni, di cui acconto dividendo 2014 pari a €2.020 milioni, riacquisto di azioni proprie per €380 milioni e dividendi ad altre entità minori).

Rendiconto finanziario riclassificato¹⁰

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio		
				2013	2014	Var. ass.
(588)	1.596	(2.622)	Utile netto	4.959	892	(4.067)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
2.948	2.608	4.578	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.723	12.124	2.401
(266)	(86)	11	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.770)	(95)	3.675
2.483	791	1.637	- dividendi, interessi e imposte	9.174	6.641	(2.533)
906	1.069	3.724	Variazione del capitale di esercizio	456	3.104	2.648
(2.299)	(1.994)	(1.963)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.516)	(7.577)	1.939
3.184	3.984	5.365	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.089	4.063
(3.789)	(3.083)	(3.633)	Investimenti tecnici	(12.800)	(12.240)	560
(101)	(91)	(124)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(317)	(408)	(91)
350	217	453	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.360	3.684	(2.676)
(51)	44	482	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(243)	435	678
(407)	1.071	2.543	Free cash flow	4.026	6.560	2.534
(380)	60	(510)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(3.981)	(414)	3.567
31	(143)	(834)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.715	(629)	(2.344)
	(2.075)	(124)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
(9)	40	43	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(40)	75	115
(765)	(1.047)	1.118	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(2.505)	1.158	3.663

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio		
				2013	2014	Var. ass.
(407)	1.071	2.543	Free cash flow	4.026	6.560	2.534
(15)			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(21)	(19)	2
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(23)		23
146	(232)	(291)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	349	(853)	(1.202)
	(2.075)	(124)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
(276)	(1.236)	2.128	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	106	1.254	1.148

Nel 2014 il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €15.089 milioni e ha beneficiato della riduzione del capitale circolante nei settori E&P, G&P in particolare per il recupero degli anticipi finanziari in attivazione della clausola take-or-pay dei contratti gas long-term e nella Saipem. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €3.684 milioni, relativi alla cessione della partecipazione in Artic Russia (€2.160 milioni), dell'8% di Galp (€824 milioni), della quota nella EnBW e dell'interest nel progetto South Stream, hanno coperto i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€12.240 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.434 milioni (€2.020 milioni relativi all'acconto dividendo 2014 agli azionisti Eni e €380 milioni al riacquisto di azioni proprie) determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €1.254 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (-€961 milioni rispetto al 31 dicembre 2013).

Nel quarto trimestre 2014 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €5.365 milioni (+25,7% e +68,5% rispettivamente nel confronto con il terzo trimestre 2014 e quarto trimestre 2013) registrando un'ottima performance in particolare nei settori E&P e G&P.

[10] Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario 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

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2014 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €4.485 milioni (€4.414 milioni nel 2013, in applicazione IFRS 10 e 11). L'incremento di €71 milioni è dovuto essenzialmente: i) al miglioramento del risultato operativo per le azioni di ristrutturazione intraprese nel 2014 e per le rinegoziazioni dei contratti della Divisione Gas & Power, parzialmente assorbiti dal continuo deterioramento dello scenario energetico che ha sensibilmente ridotto i ricavi della Divisione Exploration & Production e il valore delle scorte di greggio e prodotti valorizzate ai prezzi correnti; ii) al provento rilevato per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax), con effetto dall'esercizio 2009. Tale provento è parzialmente compensato dalla svalutazione di attività per imposte anticipate sia per effetto di prospettive di redditività insufficienti per consentirne l'intero utilizzo sia a seguito dell'abrogazione all'addizionale Ires di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. L'effetto della sentenza è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili al momento in relazione alla sua recente emanazione. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai minori proventi netti su partecipazioni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche)

Condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 31 dicembre 2014 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, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd. 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 quarto trimestre e nell'esercizio 2014.

Exploration & Production

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13	RISULTATI		Esercizio		Var. %
						2013	2014	
7.585	7.285	6.401	(15,6)	Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	31.264	28.488	(8,9)
3.499	3.072	1.473	(57,9)	Utile operativo		14.868	10.766	(27,6)
(179)	16	559		Esclusione special item:		(225)	785	
(22)	(4)	509		- svalutazioni di asset e altre attività		19	692	
(197)		(78)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(283)	(76)	
7				- accantonamenti a fondo rischi		7	(5)	
42	1	3		- oneri per incentivazione all'esodo		52	24	
(1)	1	(31)		- derivati su commodity		(2)	(28)	
(2)	15	(16)		- differenze e derivati su cambi		(2)	6	
(6)	3	172		- altro		(16)	172	
3.320	3.088	2.032	(38,8)	Utile operativo adjusted		14.643	11.551	(21,1)
(71)	(87)	(64)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(264)	(285)	
52	92	85		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		367	323	
(2.115)	(1.869)	(1.317)		Imposte sul reddito ^(a)		(8.796)	(7.165)	
64,1	60,4	64,2		Tax rate [%]		59,7	61,8	
1.186	1.224	736	(37,9)	Utile netto adjusted		5.950	4.424	(25,6)
				I risultati includono:				
2.046	2.018	2.884	41,0	- ammortamenti e svalutazioni di asset		7.829	9.163	17,0
				di cui:				
420	352	421	0,2	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.736	1.589	(8,5)
313	275	288	(8,0)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.373	1.221	(11,1)
107	77	133	24,3	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		363	368	1,4
3.045	2.712	3.124	2,6	Investimenti tecnici		10.475	10.524	0,5
				di cui:				
367	287	414	12,8	- ricerca esplorativa ^(b)		1.669	1.398	(16,2)
				Produzioni^{(c) (d)}				
816	812	868	6,4	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	833	828	(0,6)
118	119	121	2,5	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	122	120	(1,6)
1.577	1.576	1.648	4,5	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.619	1.598	(1,3)
				Prezzi medi di realizzo				
101,00	92,61	66,44	(34,2)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	99,44	88,71	(10,8)
256,65	229,40	234,98	(8,4)	Gas naturale	(\$/kmc)	256,57	242,80	(5,4)
74,73	66,39	53,45	(28,5)	Idrocarburi	(\$/boe)	71,87	65,49	(8,9)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
109,27	101,85	76,27	(30,2)	Brent dated	(\$/bbl)	108,66	98,99	(8,9)
80,29	76,87	61,06	(24,0)	Brent dated	(€/bbl)	81,82	74,48	(9,0)
97,38	97,48	73,41	(24,6)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	97,90	93,17	(4,8)
3,85	3,94	3,77	(2,1)	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	3,73	4,36	16,9

(a) Escludono gli special item.

(b) Include costi di acquisizione di licenze e bonus di firma.

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

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

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2014** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2.032 milioni con una riduzione di €1.288 milioni rispetto al quarto trimestre 2013, pari al 38,8%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-34,2% e -8,4%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-30,2%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa, solo in parte compensati dall'effetto cambio.

Nel trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €559 milioni (€785 milioni nell'anno) relativi: (i) alle svalutazioni di proprietà oil & gas (€509 milioni nel trimestre; €692 milioni su base annua) per effetto essenzialmente della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine; (ii) alle plusvalenze sulle cessioni di asset non strategici (€78 milioni nel trimestre); (iii) alla riclassifica nel risultato adjusted di €16 milioni di oneri (€6 milioni di proventi nell'esercizio) relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria; (iv) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas di produzione (proventi di €31 milioni e €28 milioni nel trimestre e nell'anno); (v) a oneri diversi di €172 milioni relativi in particolare alla radiazione di attrezzature industriali non più in uso.

L'utile netto adjusted di €736 milioni è diminuito di €450 milioni, pari al 37,9%, rispetto al quarto trimestre 2013 per effetto principalmente del peggioramento del risultato operativo.

Nell'anno 2014 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €11.551 milioni con una riduzione di €3.092 milioni rispetto al 2013, pari al 21,1%, per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvisi e messa a regime di giacimenti in produzione soprattutto nel secondo semestre 2013.

L'utile netto adjusted di €4.424 milioni è diminuito di €1.526 milioni, pari al 25,6%, rispetto al 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa, dei minori proventi su partecipazioni, nonché dell'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate adjusted, causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Andamento operativo

La produzione d'idrocarburi del quarto trimestre 2014 è stata di 1,648 milioni di boe/giorno con un incremento del 6,7% rispetto al quarto trimestre 2013 escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia (1,598 milioni di boe/giorno nell'anno, +0,6%). I principali incrementi sono stati registrati nel Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% nel trimestre (88% nel trimestre di confronto) e nell'anno (invariata rispetto al 2013).

La produzione di petrolio (868 mila barili/giorno) è aumentata di 52 mila barili/giorno rispetto al quarto trimestre 2013 (+6,4%; -0,6% su base annua a 828 mila barili/giorno) con incrementi essenzialmente nel Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola.

La produzione di gas naturale (121 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al trimestre 2013 (+2,5%; -1,6% su base annua a 120 milioni di metri cubi/giorno). Gli start-up/ramp-up del periodo hanno più che compensato i declini delle produzioni mature.

Riserve certe di idrocarburi (dati preliminari)

		Esercizio		Var. %
		2013	2014	
Riserve certe^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.227	3.226	(0,0)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	514	525	2,1
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.535	6.602	1,0
<i>di cui: Italia</i>		<i>499</i>	<i>503</i>	<i>0,8</i>
<i>Estero</i>		<i>6.036</i>	<i>6.099</i>	<i>1,0</i>
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	1.866	1.893	1,4
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	243	240	(1,2)
Idrocarburi	(milioni di boe)	3.427	3.433	0,2

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

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)		
Riserve certe al 31 dicembre 2013		6.535
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito		654
<i>di cui:</i>		
- Effetto prezzo		33
Portfolio		(4)
Produzione		(583)
Riserve certe al 31 dicembre 2014		6.602
Tasso di rimpiazzo organico	(%)	112

Nel 2014 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 654 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico del 112%.

Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 33 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent di riferimento da 108 \$/barile nel 2013 a 101 \$/barile del 2014.

Le cessioni hanno riguardato principalmente le dismissioni relative ad alcuni asset in Nigeria (-7 milioni di boe) e altri asset nel Regno Unito (-1 milioni di boe).

Le acquisizioni si riferiscono all'aumento della quota in alcuni asset nel Regno Unito (+4 milioni di boe).

La vita residua delle riserve è di 11,3 anni (11,1 anni nel 2013).

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione finanziaria annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2014.

Gas & Power

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2013	2014	Var. %
8.721	5.533	7.935	(9,0)	Ricavi della gestione caratteristica		32.212	28.250	(12,3)
(2.002)	(352)	(115)	94,3	Utile operativo		(2.967)	186	..
202	28	(40)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	(119)	
2.141	215	263		Esclusione special item:		2.138	243	
(1)				- oneri ambientali		(1)		
1.685		24		- svalutazioni		1.685	25	
1				- plusvalenze nette su cessione di asset		1		
374		(42)		- accantonamenti a fondo rischi		292	(42)	
9	1	9		- oneri per incentivazione all'esodo		10	11	
96	24	216		- derivati su commodity		314	(43)	
(31)	190	27		- differenze e derivati su cambi		(186)	228	
8		29		- altro		23	64	
341	(109)	108	..	Utile operativo adjusted		(638)	310	..
297	(152)	75	..	Mercato		(818)	155	..
44	43	33	(25,0)	Trasporto Internazionale		180	155	(13,9)
2	2	1		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		14	7	
3	2	12		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		70	49	
(107)	42	(65)		Imposte sul reddito ^(a)		301	(176)	
30,9	..	53,7		Tax rate (%)		..	48,1	
239	(63)	56	..	Utile netto adjusted		(253)	190	..
83	36	61	(26,5)	Investimenti tecnici		229	172	(24,9)
				Vendite di gas naturale^(b)	(miliardi di metri cubi)			
10,70	7,24	8,35	(22,0)	Italia		35,86	34,04	(5,1)
14,86	12,38	15,35	3,3	Vendite internazionali		57,31	55,13	(3,8)
12,70	10,14	13,11	3,2	- Resto d'Europa		47,35	46,22	(2,4)
1,47	1,53	1,40	(4,8)	- Mercati extra europei		7,35	5,85	(20,4)
0,69	0,71	0,84	21,7	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,61	3,06	17,2
25,56	19,62	23,70	(7,3)	Totale vendite gas mondo		93,17	89,17	(4,3)
				di cui:				
23,03	18,23	22,06	(4,2)	- società consolidate		83,60	81,73	(2,2)
1,84	0,68	0,80	(56,5)	- società collegate		6,96	4,38	(37,1)
0,69	0,71	0,84	21,7	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,61	3,06	17,2
8,75	8,26	9,32	6,5	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	35,05	33,58	(4,2)

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 44.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2014** il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €108 milioni, in riduzione di €233 milioni rispetto all'utile operativo di €341 milioni registrato nel quarto trimestre 2013. Tale risultato riflette la circostanza che il trimestre 2013 beneficiava di effetti una tantum da rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term relativi a forniture di esercizi precedenti in misura maggiore di quella che ha influenzato il quarto trimestre 2014. Gli effetti dello scenario negativo caratterizzato dalla continua pressione competitiva e dal declino della domanda, nonché delle più miti condizioni climatiche registrate nel 2014, sono stati assorbiti dalla migliorata competitività grazie al cumulo delle rinegoziazioni del portafoglio di approvvigionamento long-term.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €263 milioni (€243 milioni nell'anno) dovuta principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €216 milioni nel trimestre; proventi di €43 milioni nell'esercizio), alla riclassifica nel risultato adjusted di €27 milioni (€228 milioni nell'esercizio) relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché svalutazioni di periodo (€24 milioni e €25 milioni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2014, rispettivamente).

Il settore ha chiuso il trimestre con l'utile netto adjusted di €56 milioni, in peggioramento di €183 milioni rispetto al quarto trimestre 2013 che chiudeva con l'utile netto adjusted di €239 milioni, per effetto della minore performance operativa, in parte compensata dai maggiori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Nel **2014** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €310 milioni, che si confronta con la perdita operativa adjusted di €638 milioni registrata nel 2013 (+€948 milioni) per effetto della migliorata competitività del business grazie alle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 del portafoglio di approvvigionamento long-tem compresi gli effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013. Positivo anche il contributo delle vendite internazionali di GNL. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla continua flessione dei prezzi di vendita del gas e dell'energia elettrica dovuta alla debolezza della domanda e alla perdurante pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla liquidità del mercato, nonché dall'adeguamento delle tariffe di vendita al mercato residenziale regolato.

Il settore ha chiuso l'esercizio con l'utile netto adjusted di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013, per effetto della migliore performance operativa in parte compensata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2014** le vendite di gas naturale sono state di 23,70 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 7,3% rispetto al quarto trimestre 2013. Le vendite in Italia sono diminuite del 22% a 8,35 miliardi di metri cubi a causa dei minori volumi commercializzati in quasi tutti i segmenti di presenza, in particolare mercati spot e segmenti termoelettrici e residenziali. Sostanzialmente stabili le vendite sui mercati europei a 11,86 miliardi di metri cubi per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot in Benelux, quasi interamente compensate dalle minori vendite nel Regno Unito e Germania/Austria a causa della pressione competitiva.

Le vendite di gas naturale nel **2014** sono state di 89,17 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 4 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,3%.

In calo le vendite sul mercato domestico (34,04 miliardi di metri cubi; -5,1%). Le minori vendite al mercato industriale, residenziale e termoelettrico per effetto della contrazione della domanda, dello sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali, nonché dell'ulteriore deterioramento delle condizioni nel mercato termoelettrico per incremento dell'utilizzo delle fonti idroelettriche e rinnovabili e contrazione della richiesta, sono state parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati sul mercato spot. Le vendite sui mercati europei di 42,21 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,1% principalmente in Germania/Austria, Francia e Regno Unito a causa della pressione competitiva, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Benelux e Penisola Iberica.

Nel trimestre in aumento i ritiri degli importatori in Italia (1,25 miliardi di metri cubi) grazie alla maggiore disponibilità di gas libico (+40,4%; -14,1% nell'esercizio). In diminuzione le vendite sui mercati extra-europei (-4,8% e -20,4%, nei due periodi di confronto, rispettivamente) per effetto dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e Argentina.

Le vendite di **energia elettrica** di 9,32 TWh nel quarto trimestre 2014 sono in aumento del 6,5% rispetto al corrispondente periodo del 2013 (33,58 TWh, in calo del 4,2% su base annua) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati sui mercati spot.

Altre misure di performance

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

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
506	(14)	223	(55,9)	EBITDA pro-forma adjusted	(28)	760	..
417	(90)	156	(62,6)	Mercato	(346)	467	..
89	76	67	(24,7)	Trasporto internazionale	318	293	(7,9)

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. 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 a un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2013	2014	Var. %
15.569	14.539	13.069	(16,1)	Ricavi della gestione caratteristica		57.238	56.294	(1,6)
(812)	(219)	(1.385)	(70,6)	Utile operativo		(1.492)	(2.227)	(49,3)
31	224	1.415		Esclusione (utile) perdita di magazzino		221	1.576	
689	34	162		Esclusione special item:		814	440	
58	5	65		- oneri ambientali		93	111	
569	34	72		- svalutazioni		633	284	
(5)		(2)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(9)	(2)	
85	1	(11)		- oneri per incentivazione all'esodo		91	(6)	
(4)	(29)	72		- derivati su commodity		5	42	
(11)	16	(36)		- differenze e derivati su cambi		(2)	(9)	
(3)	7	2		- altro		3	20	
(92)	39	192	..	Utile operativo adjusted		(457)	(211)	53,8
(2)	(2)	(2)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(6)	(9)	
16	26	1		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		56	67	
74	(21)	(59)		Imposte sul reddito ^(a)		175	3	
..	33,3	30,9		Tax rate (%)		
(4)	42	132	..	Utile netto adjusted		(232)	(150)	35,3
272	112	196	27,9	Investimenti tecnici		672	537	(20,1)
				Margine di raffinazione				
0,96	4,39	4,97	..	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	2,43	3,21	32,1
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,42	5,48	5,45	0,6	Lavorazioni complessive in Italia		23,12	20,50	(11,3)
6,50	6,71	6,63	2,0	Lavorazioni in conto proprio		27,38	25,03	(8,6)
5,29	5,36	5,30	0,2	- Italia		22,56	19,92	(11,7)
1,21	1,35	1,33	9,9	- Resto d'Europa		4,82	5,11	6,0
2,33	2,41	2,26	(3,0)	Vendite Rete Europa		9,69	9,21	(5,0)
1,57	1,58	1,51	(3,8)	- Italia		6,64	6,14	(7,5)
0,76	0,83	0,75	(1,3)	- Resto d'Europa		3,05	3,07	0,7
3,28	3,35	3,17	(3,4)	Vendite extrarete Europa		12,60	12,17	(3,4)
2,17	2,12	1,98	(8,8)	- Italia		8,37	7,57	(9,6)
1,11	1,23	1,19	7,2	- Resto d'Europa		4,23	4,60	8,7
0,11	0,11	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,43	0,43	

(a) Escludono gli special item.

(b) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2014** il settore Refining & Marketing ha conseguito l'utile operativo adjusted di €192 milioni con un miglioramento di €284 milioni rispetto al quarto trimestre del 2013 (perdita operativa di €92 milioni), nonostante il persistere di deboli fondamentali dovuti all'andamento stagnante della domanda di carburanti, e dell'eccesso di capacità e offerta di prodotto. Tale risultato riflette il recupero del margine di raffinazione, che evidenzia un netto incremento rispetto ai valori depressi del trimestre di confronto grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, alle ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto green refinery presso Venezia nonché alle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali. I risultati del Marketing hanno registrato una forte crescita per effetto del repentino calo delle quotazioni rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre è stata fatta una rettifica positiva per gli special item di €162 milioni (€440 milioni nell'anno) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività e su base annua all'adeguamento al fair value di alcune reti di distribuzione in corso di cessione (€72 milioni nel trimestre; €284 milioni nell'anno), alla componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €72 milioni; €42 milioni nell'anno) e agli oneri ambientali (€65

milioni; €111 milioni su base annua), nonché alla riclassifica nell'utile operativo di un onere da differenze e derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (€36 milioni; €9 milioni nel 2014).

L'utile netto adjusted del quarto trimestre 2014 di €132 milioni evidenzia una crescita di €136 milioni rispetto alla perdita netta di €4 milioni del quarto trimestre 2013 per effetto del miglioramento della performance operativa parzialmente compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Nel **2014** il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €211 milioni, dimezzata rispetto allo scorso esercizio per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre.

La perdita netta adjusted si attesta a €150 milioni, in miglioramento di €82 milioni rispetto allo scorso esercizio.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel quarto trimestre 2014 sono state di 6,63 milioni di tonnellate (25,03 milioni di tonnellate nel 2014) con un lieve aumento (+2%) rispetto al quarto trimestre 2013 (-8,6% su base annua). Sostanzialmente stabili le lavorazioni del trimestre in Italia (+0,2%) per effetto dei maggiori volumi processati per scenario favorevole presso le raffinerie di Sannazzaro, Milazzo, Livorno e Taranto. Tali effetti sono stati compensati dalla fermata totale della raffineria di Gela. Su base annua il calo delle lavorazioni (-11,7%) è dovuto principalmente allo scenario sfavorevole registrato nella prima parte dell'esercizio nonché alle fermate dei siti di Gela e Venezia. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate del 9,9% nel trimestre (+6% nell'anno) principalmente in Repubblica Ceca per la fermata di Kralupy nel 2013.

Le **vendite rete in Italia** di 1,51 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2014 (6,14 milioni di tonnellate nell'anno) sono diminuite di circa 60 mila tonnellate, pari al 3,8% (circa -500 mila tonnellate, -7,5% su base annua), per effetto della forte pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,7% nel quarto trimestre 2014, in diminuzione di 1,2 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (25,9%). Su base annua la quota di mercato è diminuita di due punti percentuali (da 27,5% a 25,5%).

Le **vendite extrarete in Italia** (1,98 milioni di tonnellate nel quarto trimestre; 7,57 milioni di tonnellate nell'anno) hanno registrato un calo di circa 200 mila tonnellate, pari all'8,8% nel trimestre 2014 rispetto al quarto trimestre 2013 (-9,6% su base annua) con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio per riscaldamento e GPL a causa dello sfavorevole effetto climatico, nonché oli combustibili per effetto del calo della domanda, parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati di bunkeraggi. La quota di mercato extrarete media nel quarto trimestre si attesta al 26,7% (28,2% nel trimestre 2013). Su base annua la quota di mercato risulta pari al 26,7%, in calo di circa due punti percentuali rispetto al 2013.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 0,75 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2014 (3,07 milioni di tonnellate su base annua) sono sostanzialmente stabili rispetto ai corrispondenti periodi di confronto. Le maggiori vendite in Germania e Austria sono state bilanciate dai cali registrati in Francia e Repubblica Ceca.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,19 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2014 (4,60 milioni di tonnellate nell'anno) sono in aumento del 7,2% nel trimestre (+8,7% nell'anno), principalmente in Repubblica Ceca, Ungheria e Penisola Iberica.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
29.828	26.600	26.832	(10,0)	Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.988	(4,1)
670	247	616	(8,1)	Altri ricavi e proventi	1.387	1.055	(23,9)
(25.437)	(21.791)	(23.893)	6,1	Costi operativi	(95.304)	(91.746)	3,7
(24)	(50)	(206)	..	Altri proventi e oneri operativi	(71)	147	..
(4.789)	(2.427)	(3.884)	18,9	Ammortamenti e svalutazioni	(11.821)	(11.499)	2,7
248	2.579	(535)	..	Utile operativo	8.888	7.945	(10,6)
(257)	(318)	(254)	1,2	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.009)	(1.065)	(5,6)
1.807	114	(245)	..	Proventi netti su partecipazioni	6.085	490	(91,9)
1.798	2.375	(1.034)	..	Utile prima delle imposte	13.964	7.370	(47,2)
(2.386)	(779)	(1.588)	33,4	Imposte sul reddito	(9.005)	(6.478)	28,1
..	32,8	Tax rate (%)	64,5	87,9	..
(588)	1.596	(2.622)	..	Utile netto	4.959	892	(82,0)
				di competenza:			
(647)	1.714	(2.342)	..	- Azionisti Eni	5.160	1.333	(74,2)
59	(118)	(280)	..	- Interessenze di terzi	(201)	(441)	119,4
(647)	1.714	(2.342)	..	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.160	1.333	(74,2)
229	133	864	..	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	438	1.008	..
1.706	(678)	1.942	..	Esclusione special item	(1.168)	1.366	..
1.288	1.169	464	(64,0)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	4.430	3.707	(16,3)

(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 e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. 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. L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

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.

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; (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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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, attraverso gli special item è oggetto di rinvio a reporting period futuri la componente valutativa degli strumenti derivati attivati per la gestione del rischio commodity e del rischio cambio commerciale privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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. 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)

Esercizio 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	10.766	186	(2.227)	(704)	43	(272)	(245)	398	7.945
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.576	170				(167)	1.460
Esclusione special item:									
oneri ambientali			111	27		41			179
svalutazioni	692	25	284	96	420	14			1.531
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	45	2	3			(28)
accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)				7	5		(35)
oneri per incentivazione all'esodo	24	11	(6)		5	(3)	(22)		9
derivati su commodity	(28)	(43)	42	4	9				(16)
differenze e derivati su cambi	6	228	(9)	4					229
altro	172	64	20	12		32	(2)		298
Special item dell'utile operativo	785	243	440	188	436	94	(19)		2.167
Utile operativo adjusted	11.551	310	(211)	(346)	479	(178)	(264)	231	11.572
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(285)	7	(9)	(3)	(6)	(22)	(544)		(862)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	49	67	(3)	21		(156)		301
Imposte sul reddito ^(a)	(7.165)	(176)	3	75	(185)		314	(78)	(7.212)
Tax rate (%)	61,8	48,1	..		37,4				65,5
Utile netto adjusted	4.424	190	(150)	(277)	309	(200)	(650)	153	3.799
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									92
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.707
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.333
Esclusione (utile) perdita di magazzino									1.008
Esclusione special item									1.366
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.707

(a) I valori escludono gli special item.

[€ milioni]

Esercizio 2013									
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(337)	(399)	38	8.888
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	93	61		52			205
svalutazioni	19	1.685	633	44		19			2.400
plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107	(3)			(187)
accantonamenti a fondo rischi	7	292		4		31			334
oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	20	72		270
derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
altro	(16)	23	3		(109)	8	(5)		(96)
Special item dell'utile operativo	(225)	2.138	814	126	(1)	127	67		3.046
Utile operativo adjusted	14.643	(638)	(457)	(386)	(99)	(210)	(332)	129	12.650
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	14	(6)	(2)	(5)	4	(571)		(830)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	70	56		2	1	290		786
Imposte sul reddito ^(a)	(8.796)	301	175	50	(151)		129	(90)	(8.382)
Tax rate (%)	59,7				66,5
Utile netto adjusted	5.950	(253)	(232)	(338)	(253)	(205)	(484)	39	4.224
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(206)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.430
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.168)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.430

(a) I valori escludono gli special item.

[€ milioni]

Quarto trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	1.473	(115)	(1.385)	(298)	(398)	(100)	(33)	321	(535)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(40)	1.415	69				(189)	1.255
Esclusione special item:									
oneri ambientali			65	20		36			121
svalutazioni	509	24	72	89	420	5			1.119
plusvalenze nette su cessione di asset	(78)		(2)	45	1	4			(30)
accantonamenti a fondo rischi		(42)				4	1		(37)
oneri per incentivazione all'esodo	3	9	(11)	(4)	3	(3)	(25)		(28)
derivati su commodity	(31)	216	72	2	5				264
differenze e derivati su cambi	(16)	27	(36)	1					(24)
altro	172	29	2	10		6	(3)		216
Special item dell'utile operativo	559	263	162	163	429	52	(27)		1.601
Utile operativo adjusted	2.032	108	192	(66)	31	(48)	(60)	132	2.321
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(64)	1	(2)	(1)	(2)	(19)	(136)		(223)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	85	12	1	(3)	(6)	(1)	(375)		(287)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.317)	(65)	(59)	12	(28)		130	(45)	(1.372)
Tax rate (%)	64,2	53,7	30,9			75,8
Utile netto adjusted	736	56	132	(58)	(5)	(68)	(441)	87	439
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(25)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									464
Utile netto di competenza azionisti Eni									(2.342)
Esclusione (utile) perdita di magazzino									864
Esclusione special item									1.942
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									464

(a) I valori escludono gli special item.

[€ milioni]

Quarto trimestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.499	(2.002)	(812)	(332)	166	(93)	(153)	(25)	248
Esclusione (utile) perdita di magazzino		202	31	81				71	385
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	58	58		30			145
svalutazioni	(22)	1.685	569	38		15			2.285
plusvalenze nette su cessione di asset	(197)	1	(5)		(4)	(1)			(206)
accantonamenti a fondo rischi	7	374				1			382
oneri per incentivazione all'esodo	42	9	85	22	(5)	19	69		241
derivati su commodity	(1)	96	(4)	(1)	(2)				88
differenze e derivati su cambi	(2)	(31)	(11)	4					(40)
altro	(6)	8	(3)			(22)	2		(21)
Special item dell'utile operativo	(179)	2.141	689	121	(11)	42	71		2.874
Utile operativo adjusted	3.320	341	(92)	(130)	155	(51)	(82)	46	3.507
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(71)	2	(2)	(1)	(1)	10	(197)		(260)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	52	3	16	1	(9)	2	67		132
Imposte sul reddito ^(a)	(2.115)	(107)	74	14	(44)		197	(70)	(2.051)
Tax rate (%)	64,1	30,9				60,7
Utile netto adjusted	1.186	239	(4)	(116)	101	(39)	(15)	(24)	1.328
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									40
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.288
Utile netto di competenza azionisti Eni									(647)
Esclusione (utile) perdita di magazzino									229
Esclusione special item									1.706
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.288

(a) I valori escludono gli special item.

[€ milioni]

Terzo trimestre 2014									
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.072	(352)	(219)	(120)	150	(27)	(69)	144	2.579
Esclusione (utile) perdita di magazzino		28	224	18				(80)	190
Esclusione special item:									
oneri ambientali			5			(21)			(16)
svalutazioni	(4)		34			4			34
plusvalenze nette su cessione di asset						(1)			(1)
accantonamenti a fondo rischi							1		1
oneri per incentivazione all'esodo	1	1	1	1	1		2		7
derivati su commodity	1	24	(29)	1	4				1
differenze e derivati su cambi	15	190	16	2					223
altro	3		7			3	1		14
Special item dell'utile operativo	16	215	34	4	5	(15)	4		263
Utile operativo adjusted	3.088	(109)	39	(98)	155	(42)	(65)	64	3.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(87)	2	(2)		(1)		(78)		(166)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	92	2	26	2	12	1	(28)		107
Imposte sul reddito ^(a)	(1.869)	42	(21)	30	(67)		139	(20)	(1.766)
Tax rate (%)	60,4	..	33,3		40,4				59,4
Utile netto adjusted	1.224	(63)	42	(66)	99	(41)	(32)	44	1.207
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									38
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.169
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.714
Esclusione (utile) perdita di magazzino									133
Esclusione special item									(678)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.169

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio	
				2013	2014
145	(16)	121	Oneri ambientali	205	179
2.285	34	1.119	Svalutazioni	2.400	1.531
(206)	(1)	(30)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(187)	(28)
382	1	(37)	Accantonamenti a fondo rischi	334	(35)
241	7	(28)	Oneri per incentivazione all'esodo	270	9
88	1	264	Derivati su commodity	315	(16)
(40)	223	(24)	Differenze e derivati su cambi	(195)	229
(21)	14	216	Altro	(96)	298
2.874	263	1.601	Special item dell'utile operativo	3.046	2.167
(3)	152	31	Oneri (proventi) finanziari	179	203
			<i>di cui:</i>		
40	(223)	24	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	195	(229)
(1.675)	(7)	(42)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(5.299)	(189)
			<i>di cui:</i>		
(3)		(63)	- plusvalenze da cessione	(3.599)	(159)
			<i>di cui: plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa</i>	(3.359)	
(3)			Galp	(98)	(96)
			Snam	(75)	
		(54)	South Stream		(54)
(1.682)			- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni	(1.682)	
(1.682)			<i>di cui: Artic Russia</i>	(1.682)	
11	2	(11)	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	11	(38)
491	(930)	607	Imposte sul reddito	901	(282)
			<i>di cui:</i>		
954		954	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	954	976
347	(12)	36	- adeguamento fiscalità differita su PSA	490	69
45	(12)	(42)	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	64	(12)
(855)	(116)	(341)	- fiscalità su special item	(607)	(491)
	(790)		- altri proventi netti di imposta		(824)
1.687	(522)	2.197	Totale special item dell'utile netto	(1.173)	1.899
			<i>di competenza:</i>		
(19)	156	255	- interessenze di terzi	(5)	533
1.706	(678)	1.942	- azionisti Eni	(1.168)	1.366

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
7.585	7.285	6.401	(15,6)	Exploration & Production	31.264	28.488	(8,9)
8.721	5.533	7.935	(9,0)	Gas & Power	32.212	28.250	(12,3)
15.569	14.539	13.069	(16,1)	Refining & Marketing	57.238	56.294	(1,6)
1.343	1.285	1.195	(11,0)	Versalis	5.859	5.284	(9,8)
3.155	3.509	3.398	7,7	Ingegneria & Costruzioni	11.598	12.873	11,0
15	17	27	80,0	Altre attività	80	78	(2,5)
418	308	399	(4,5)	Corporate e società finanziarie	1.453	1.378	(5,2)
47	7	78		Effetto eliminazione utili interni	18	54	
(7.025)	(5.883)	(5.670)		Elisioni di consolidamento	(25.025)	(22.711)	
29.828	26.600	26.832	(10,0)		114.697	109.988	(4,1)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
23.925	20.494	22.569	(5,7)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	90.003	86.409	(4,0)
527	(15)	86		<i>di cui: altri special item</i>	539	146	
1.512	1.297	1.324	(12,4)	Costo lavoro	5.301	5.337	0,7
241	7	(28)		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	270	9	
25.437	21.791	23.893	(6,1)		95.304	91.746	(3,7)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
2.068	2.022	2.377	14,9	Exploration & Production	7.810	8.473	8,5
121	82	88	(27,3)	Gas & Power	413	334	(19,1)
92	67	76	(17,4)	Refining & Marketing	345	283	(18,0)
30	25	25	(16,7)	Versalis	95	99	4,2
184	187	188	2,2	Ingegneria & Costruzioni	721	737	2,2
1		1		Altre attività	1	1	
14	17	19	35,7	Corporate e società finanziarie	61	69	13,1
(6)	(7)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(25)	(26)	
2.504	2.393	2.767	10,5	Ammortamenti	9.421	9.970	5,8
2.285	34	1.117	(51,1)	Svalutazioni	2.400	1.529	(36,3)
4.789	2.427	3.884	(18,9)		11.821	11.499	(2,7)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	21	(2)	121
Dividendi	260		59		66	385
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		64		3	96	163
Altri proventi (oneri) netti	1	12	29		(221)	(179)
	313	118	96	24	(61)	490

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio		
				2013	2014	Var ass.
			Utile ante imposte			
(2.409)	(375)	(1.889)	Italia	(3.885)	(1.964)	1.921
4.207	2.750	855	Eestero	17.849	9.334	(8.515)
1.798	2.375	(1.034)		13.964	7.370	(6.594)
			Imposte sul reddito			
301	(1.037)	495	Italia	306	(328)	(634)
2.085	1.816	1.093	Eestero	8.699	6.806	(1.893)
2.386	779	1.588		9.005	6.478	(2.527)
			Tax rate (%)			
..	Italia
49,6	66,0	..	Eestero	48,7	72,9	24,2
..	32,8	..		64,5	87,9	23,4

Utile netto adjusted

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
1.186	1.224	736	(37,9)	Exploration & Production	5.950	4.424	(25,6)
239	(63)	56	(76,6)	Gas & Power	(253)	190	..
(4)	42	132	..	Refining & Marketing	(232)	(150)	35,3
(116)	(66)	(58)	50,0	Versalis	(338)	(277)	18,0
101	99	(5)	..	Ingegneria & Costruzioni	(253)	309	..
(39)	(41)	(68)	(74,4)	Altre attività	(205)	(200)	2,4
(15)	(32)	(441)	..	Corporate e società finanziarie	(484)	(650)	34,3
(24)	44	87		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	39	153	
1.328	1.207	439	(66,9)		4.224	3.799	(10,1)
				di competenza:			
1.288	1.169	464	(64,0)	- azionisti Eni	4.430	3.707	(16,3)
40	38	(25)	..	- interessenze di terzi	(206)	92	..

(a) 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.

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. 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. 2013	30 sett. 2014	31 dic. 2014	Var. ass. vs 31 dic. 2013	Var. ass. vs 30 sett. 2014
Debiti finanziari e obbligazionari	25.560	26.400	25.891	331	(509)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	6.360	6.575	1.890	215
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	20.040	19.316	(1.559)	(724)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(5.471)	(6.589)	(1.158)	(1.118)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(4.890)	(5.035)	2	(145)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(129)	(202)	(558)	(429)	(356)
Indebitamento finanziario netto	14.963	15.837	13.709	(1.254)	(2.128)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	64.024	62.250	1.201	(1.774)
Leverage	0,25	0,25	0,22	(0,03)	(0,03)

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2014

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2014 ^(a)
Eni SpA	5.848
Eni Finance International SA	231
	6.079

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

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2014 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2014 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.025	2029	fisso	3,625
			1.025			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

1 gen. 2013		31 dic. 2013	30 sett. 2014	31 dic. 2014
	ATTIVITÀ			
	Attività correnti			
7.936	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431	5.471	6.589
	Altre attività finanziarie destinate al trading	5.004	4.878	5.024
237	Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	235	252	255
28.618	Crediti commerciali e altri crediti	28.890	28.097	28.624
8.578	Rimanenze	7.939	8.793	7.564
771	Attività per imposte sul reddito correnti	802	629	792
1.239	Attività per altre imposte correnti	835	962	1.214
1.617	Altre attività correnti	1.325	3.630	4.381
48.996		50.461	52.712	54.443
	Attività non correnti			
64.798	Immobili, impianti e macchinari	63.763	70.099	71.955
2.541	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.347	1.582
4.487	Attività immateriali	3.876	3.656	3.645
3.453	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.153	3.407	3.115
5.085	Altre partecipazioni	3.027	2.362	2.014
913	Altre attività finanziarie	858	1.056	1.022
5.005	Attività per imposte anticipate	4.658	4.935	5.186
4.398	Altre attività non correnti	3.676	3.905	2.773
90.680		85.584	91.767	91.292
516	Attività destinate alla vendita	2.296	480	456
140.192	TOTALE ATTIVITÀ	138.341	144.959	146.191
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
	Passività correnti			
2.032	Passività finanziarie a breve termine	2.553	3.171	2.716
3.015	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.132	3.189	3.859
23.666	Debiti commerciali e altri debiti	23.701	21.689	23.709
1.633	Passività per imposte sul reddito correnti	755	822	507
2.188	Passività per altre imposte correnti	2.291	2.310	1.873
1.418	Altre passività correnti	1.437	3.374	4.485
33.952		32.869	34.555	37.149
	Passività non correnti			
19.145	Passività finanziarie a lungo termine	20.875	20.040	19.316
13.567	Fondi per rischi e oneri	13.120	14.803	15.866
1.407	Fondi per benefici ai dipendenti	1.279	1.348	1.313
6.745	Passività per imposte differite	6.750	7.629	7.847
2.598	Altre passività non correnti	2.259	2.342	2.285
43.462		44.283	46.162	46.627
361	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	140	218	165
77.775	TOTALE PASSIVITÀ	77.292	80.935	83.941
	PATRIMONIO NETTO			
3.357	Interessenze di terzi	2.839	2.673	2.455
	Patrimonio netto di Eni:			
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
(16)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	(12)	(282)
49.438	Altre riserve	51.393	56.196	57.340
(201)	Azioni proprie	(201)	(493)	(581)
(1.956)	Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)	(2.020)
7.790	Utile netto	5.160	3.675	1.333
59.060	Totale patrimonio netto di Eni	58.210	61.351	59.795
62.417	TOTALE PATRIMONIO NETTO	61.049	64.024	62.250
140.192	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	138.341	144.959	146.191

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio	
				2013	2014
			RICAVI		
29.828	26.600	26.832	Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.988
670	247	616	Altri ricavi e proventi	1.387	1.055
30.498	26.847	27.448	Totale ricavi	116.084	111.043
			COSTI OPERATIVI		
23.925	20.494	22.569	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	90.003	86.409
1.512	1.297	1.324	Costo lavoro	5.301	5.337
(24)	(50)	(206)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(71)	147
4.789	2.427	3.884	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	11.821	11.499
248	2.579	(535)	UTILE OPERATIVO	8.888	7.945
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.282	2.755	343	Proventi finanziari	5.732	6.459
(1.464)	(3.100)	(772)	Oneri finanziari	(6.653)	(7.709)
4	6	2	Proventi (oneri) da altre attività finanziarie destinate al trading	4	24
(79)	21	173	Strumenti finanziari derivati	(92)	161
(257)	(318)	(254)		(1.009)	(1.065)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
21	32	(22)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	222	121
1.786	82	(223)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	5.863	369
1.807	114	(245)		6.085	490
1.798	2.375	(1.034)	UTILE ANTE IMPOSTE	13.964	7.370
(2.386)	(779)	(1.588)	Imposte sul reddito	(9.005)	(6.478)
(588)	1.596	(2.622)	Utile netto	4.959	892
			di competenza:		
(647)	1.714	(2.342)	- azionisti Eni	5.160	1.333
59	(118)	(280)	- interessenze di terzi	(201)	(441)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(0,18)	0,48	(0,65)	- semplice	1,42	0,37
(0,18)	0,48	(0,65)	- diluito	1,42	0,37

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2013	2014
Utile netto del periodo	4.959	892
Componenti non riclassificabili a conto economico	22	(58)
<i>Remeasurements di piani a benefici definiti per dipendenti</i>	65	(82)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a remeasurements di piani a benefici definiti</i>	(3)	2
<i>Effetto fiscale</i>	(40)	22
Componenti riclassificabili a conto economico	(2.071)	4.808
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(1.871)	5.008
<i>Rigiro a conto economico della riserva da fair value Galp</i>	(64)	(77)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(198)	(164)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(1)	7
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		4
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	63	30
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(2.049)	4.750
Totale utile complessivo	2.910	5.642
di competenza:		
- azionisti Eni	3.164	6.039
- interessenze di terzi	(254)	(397)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013		61.049
Totale utile (perdita) complessivo	5.642	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(49)	
Acquisto azioni Eni	(380)	
Altre variazioni	(6)	
Totale variazioni		1.201
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014		62.250
di competenza:		
- azionisti Eni		59.795
- interessenze di terzi		2.455

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio	
(588)	1.596	(2.622)		2013	2014
			Utile netto	4.959	892
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.504	2.393	2.767	Ammortamenti	9.421	9.970
2.285	34	1.117	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	2.400	1.529
(21)	(32)	22	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(222)	(121)
(266)	(86)	11	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.770)	(95)
(43)	(116)	(95)	Dividendi	(400)	(385)
(34)	(45)	(51)	Interessi attivi	(142)	(171)
174	173	195	Interessi passivi	711	719
2.386	779	1.588	Imposte sul reddito	9.005	6.478
(1.805)	208	674	Altre variazioni	(1.882)	739
			Variazioni del capitale di esercizio:		
629	(239)	2.075	- rimanenze	350	1.554
(2.717)	1.713	(1.047)	- crediti commerciali	(1.379)	2.240
1.970	(404)	1.292	- debiti commerciali	703	(1.153)
544	106	(349)	- fondi per rischi e oneri	59	(215)
480	(107)	1.753	- altre attività e passività	723	678
906	1.069	3.724	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	456	3.104
(15)	5	(2)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	6	7
118	96	172	Dividendi incassati	630	612
35	52	34	Interessi incassati	97	112
(115)	(313)	(244)	Interessi pagati	(942)	(882)
(2.337)	(1.829)	(1.925)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.301)	(7.419)
3.184	3.984	5.365	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.089
			Investimenti:		
(3.340)	(2.769)	(3.168)	- attività materiali	(10.913)	(10.689)
(449)	(314)	(465)	- attività immateriali	(1.887)	(1.551)
3			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)	(36)
(104)	(91)	(124)	- partecipazioni	(292)	(372)
(506)	(9)	(162)	- titoli	(5.048)	(75)
(323)	(271)	(590)	- crediti finanziari	(978)	(1.288)
57	129	381	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	50	668
(4.662)	(3.325)	(4.128)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(19.093)	(13.343)
			Disinvestimenti:		
306	2	88	- attività materiali	514	97
9		8	- attività immateriali	16	8
			- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.401	
35	215	357	- partecipazioni	2.429	3.579
1	153	8	- titoli	36	57
316	57	231	- crediti finanziari	1.561	504
24	45	104	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	155	155
691	472	796	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	8.112	4.400
(3.971)	(2.853)	(3.332)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(10.981)	(8.943)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio	
				2013	2014
564	301	388	Assunzione di debiti finanziari non correnti	5.418	1.916
(612)	(303)	(906)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.720)	(2.752)
79	(141)	(316)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.017	207
31	(143)	(834)		1.715	(629)
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	1
			Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	1	
			Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(28)	
	(1.985)	(35)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.949)	(4.006)
		(1)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(250)	(49)
	(90)	(88)	Acquisto di azioni proprie		(380)
31	(2.218)	(958)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.510)	(5.063)
			Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	2	2
			Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(42)	73
(11)	40	43			
(765)	(1.047)	1.118	Flusso di cassa netto del periodo	(2.505)	1.158
6.196	6.518	5.471	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	7.936	5.431
5.431	5.471	6.589	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.431	6.589

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014		Esercizio	
				2013	2014
			Investimenti finanziari:		
(507)	(6)	(152)	- titoli	(5.029)	(17)
38	(93)	(429)	- crediti finanziari	(105)	(519)
(469)	(99)	(581)		(5.134)	(536)
			Disinvestimenti finanziari:		
1	147	2	- titoli	28	32
88	12	69	- crediti finanziari	1.125	90
89	159	71		1.153	122
(380)	60	(510)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(3.981)	(414)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

	IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Esercizio	
				2013	2014
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda					
25				51	96
12				39	265
(7)				(12)	(19)
(17)				(36)	(291)
13				42	51
(8)				(8)	(15)
5				34	36
				a dedurre:	
(8)				(9)	
(3)				25	36
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda					
5				47	5
2				41	2
				23	
(2)				(69)	(2)
5				42	5
(5)				3.359	(5)
				3.401	
				a dedurre:	
				3.401	

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
3.045	2.712	3.124	2,6	Exploration & Production	10.475	10.524	0,5
109			..	- acquisto di riserve proved e unproved	109		..
367	287	414	12,8	- ricerca esplorativa	1.669	1.398	(16,2)
2.524	2.405	2.672	5,9	- sviluppo	8.580	9.021	5,1
45	20	38	(15,6)	- altro	117	105	(10,3)
83	36	61	(26,5)	Gas & Power	229	172	(24,9)
73	36	58	(20,5)	- mercato	206	164	(20,4)
10		3	(70,0)	- trasporto internazionale	23	8	(65,2)
272	112	196	(27,9)	Refining & Marketing	672	537	(20,1)
173	74	107	(38,2)	- raffinazione, supply e logistica	462	362	(21,6)
99	38	89	(10,1)	- marketing	210	175	(16,7)
129	74	83	(35,7)	Versalis	314	282	(10,2)
222	146	219	(1,4)	Ingegneria & Costruzioni	902	694	(23,1)
12	4	19	58,3	Altre attività	21	30	42,9
63	17	20	(68,3)	Corporate e società finanziarie	190	83	(56,3)
(37)	(18)	(89)		Elisioni di consolidamento	(3)	(82)	
3.789	3.083	3.633	(4,1)		12.800	12.240	(4,4)

Nell'anno 2014 gli investimenti tecnici di €12.240 milioni (€12.800 milioni nel 2013) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Italia, Nigeria, Egitto, Kazakhstan e Indonesia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Libia, Mozambico, Stati Uniti, Angola, Nigeria, Indonesia, Cipro, Norvegia e Gabon;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€694 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€362 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, e nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€98 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
249	246	242	(2,8)	Italia	795	923	16,1
453	438	559	23,4	Resto d'Europa	2.127	1.783	(16,2)
415	285	364	(12,3)	Africa Settentrionale	1.024	1.071	4,6
1.001	879	1.195	19,4	Africa Sub-Sahariana	3.481	3.754	7,8
171	116	169	(1,2)	Kazakhstan	665	527	(20,8)
271	494	310	14,4	Resto dell'Asia	1.001	1.277	27,6
406	230	226	(44,3)	America	1.244	1.064	(14,5)
79	24	59	(25,3)	Australia e Oceania	138	125	(9,4)
3.045	2.712	3.124	2,6		10.475	10.524	0,5

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014			Esercizio	
					2013	2014
1.577	1.576	1.648	Produzione di idrocarburi^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.619	1.598
192	174	182	Italia		186	179
173	179	196	Resto d'Europa		155	190
506	584	590	Africa Settentrionale		556	567
316	317	339	Africa Sub-Sahariana		332	325
102	76	85	Kazakhstan		100	88
143	93	97	Resto dell'Asia		144	98
116	131	131	America		116	125
29	22	28	Australia e Oceania		30	26
137,4	138,5	143,3	Produzione venduta^(a)	(milioni di boe)	555,3	549,5

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014			Esercizio	
					2013	2014
816	812	868	Produzione di petrolio e condensati^(a)	(migliaia di barili/giorno)	833	828
77	69	76	Italia		71	73
82	89	93	Resto d'Europa		77	93
241	263	266	Africa Settentrionale		252	252
224	217	247	Africa Sub-Sahariana		242	231
60	46	49	Kazakhstan		61	52
48	34	42	Resto dell'Asia		49	37
76	89	90	America		71	84
8	5	5	Australia e Oceania		10	6

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014			Esercizio	
					2013	2014
118	119	121	Produzione di gas naturale^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	122	120
18	16	16	Italia		18	17
14	14	16	Resto d'Europa		12	15
41	50	50	Africa Settentrionale		47	49
14	16	14	Africa Sub-Sahariana		14	15
7	5	6	Kazakhstan		6	6
15	9	9	Resto dell'Asia		15	9
6	6	6	America		7	6
3	3	4	Australia e Oceania		3	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 [11,6 e 12,2 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2014 e 2013, rispettivamente, e 12,5 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nel 2014 e 2013, rispettivamente e 11,4 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2014].

Gas & Power

VENDITE DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014	Var. % IV trim. 14 vs 13		Esercizio		
					2013	2014	Var. %
10,70	7,24	8,35	(22,0)	ITALIA	35,86	34,04	(5,1)
1,27	0,48	1,14	(10,2)	- Grossisti	4,58	4,05	(11,6)
3,98	3,27	2,33	(41,5)	- PSV e borsa	10,68	11,96	12,0
1,40	1,15	1,36	(2,9)	- Industriali	6,07	4,93	(18,8)
0,34	0,27	0,40	17,6	- PMI e terziario	1,12	1,60	42,9
0,56	0,33	0,30	(46,4)	- Termoelettrici	2,11	1,42	(32,7)
1,60	0,30	1,39	(13,1)	- Residenziali	5,37	4,46	(16,9)
1,55	1,44	1,43	(7,7)	- Autoconsumi	5,93	5,62	(5,2)
14,86	12,38	15,35	3,3	VENDITE INTERNAZIONALI	57,31	55,13	(3,8)
12,70	10,14	13,11	3,2	Resto d'Europa	47,35	46,22	(2,4)
0,89	0,93	1,25	40,4	- Importatori in Italia	4,67	4,01	(14,1)
11,81	9,21	11,86	0,4	- Mercati europei	42,68	42,21	(1,1)
1,26	1,13	1,32	4,8	<i>Penisola Iberica</i>	4,90	5,31	8,4
2,18	1,71	1,95	(10,6)	<i>Germania/Austria</i>	8,31	7,44	(10,5)
2,18	2,82	3,03	39,0	<i>Benelux</i>	8,68	10,36	19,4
0,60	0,11	0,54	(10,0)	<i>Ungheria</i>	1,84	1,55	(15,8)
1,06	0,76	0,65	(38,7)	<i>Regno Unito</i>	3,51	2,94	(16,2)
1,89	1,65	1,94	2,6	<i>Turchia</i>	6,73	7,12	5,8
2,24	0,99	2,27	1,3	<i>Francia</i>	7,73	7,05	(8,8)
0,40	0,04	0,16	(60,0)	<i>altro</i>	0,98	0,44	(55,1)
1,47	1,53	1,40	(4,8)	Mercati extra europei	7,35	5,85	(20,4)
0,69	0,71	0,84	21,7	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,61	3,06	17,2
25,56	19,62	23,70	(7,3)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	93,17	89,17	(4,3)

Versalis

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014			Esercizio	
					2013	2014
			Vendite	(€ milioni)		
632	547	528	Intermedi		2.709	2.310
659	695	628	Polimeri		2.933	2.800
52	43	39	Altri ricavi		217	174
1.343	1.285	1.195			5.859	5.284
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
805	658	726	Intermedi		3.462	2.972
562	527	571	Polimeri		2.355	2.311
1.367	1.185	1.297			5.817	5.283

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2013	III trim. 2014	IV trim. 2014			Esercizio	
					2013	2014
			Ordini acquisiti			
855	1.056	749	Engineering & Construction Offshore		5.581	10.043
359	154	1.872	Engineering & Construction Onshore		2.193	6.354
381	402	178	Perforazioni mare		1.401	722
403	244	184	Perforazioni terra		887	852
1.998	1.856	2.983			10.062	17.971

(€ milioni)

	31 dic. 2013	31 dic. 2014
Portafoglio ordini	17.065	22.147

Schemi riclassificati Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		
	2013	2014	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	48.018	42.350	(11,8)
Altri ricavi e proventi	271	359	32,5
Costi operativi	(49.714)	(42.850)	13,8
Altri proventi e oneri operativi	(168)	(79)	53,0
Ammortamenti e svalutazioni	(1.740)	(1.260)	27,6
Utile (perdita) operativa	(3.333)	(1.480)	55,6
Proventi (oneri) finanziari netti	(471)	(139)	70,5
Proventi netti su partecipazioni	8.402	5.548	(34,0)
Utile prima delle imposte	4.598	3.929	(14,5)
Imposte sul reddito	(184)	556	..
Utile netto	4.414	4.485	1,6

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2013	31 dic. 2014	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.792	7.422	630
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.649	1.530	(1.119)
Attività immateriali	1.212	1.197	(15)
Partecipazioni	34.747	32.871	(1.876)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.131	4.147	1.016
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(217)	(316)	(99)
	48.314	46.851	(1.463)
Capitale di esercizio netto	3.628	2.836	(792)
Fondi per benefici ai dipendenti	(344)	(381)	(37)
Attività destinate alla vendita	10	14	4
CAPITALE INVESTITO NETTO	51.608	49.320	(2.288)
Patrimonio netto	40.743	40.559	(184)
Indebitamento finanziario netto	10.865	8.761	(2.104)
COPERTURE	51.608	49.320	(2.288)