



San Donato Milanese (MI)
26 febbraio 2016

Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

PRICE SENSITIVE

Eni: risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2015

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2015 (non sottoposti a revisione contabile).

- **Robusta generazione di cassa: cash flow operativo¹⁻² a €4,01 miliardi nel trimestre (€12,19 miliardi nel 2015), -12% rispetto al 4Q 2014 (-15% nell'anno) nonostante la caduta del prezzo Brent -43% a 44\$/bl (-47% a 53\$/bl nell'anno)**
- **Miglioramento dell'obiettivo di autofinanziamento dei capex conseguito nel 2015 in presenza di uno scenario Brent di circa 50 \$/bl rispetto ai 63 \$/bl originariamente programmati nel periodo 2015-16**
- **Finalizzata l'operazione Saipem con la cessione del 12,5% a FSI, la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale e l'incasso del finanziamento intercompany**
- **Risultati del programma di efficienza/rephasing dei costi oltre le aspettative: Capex: -17% (vs -14% target iniziale); Opex per boe: -13% (vs -7% target iniziale); G&A: -€0,6 miliardi (vs -€0,5 miliardi target iniziale)**
- **Crescita produttiva: +14% nel trimestre con un plateau di 1,88 milioni di barili giorno il più elevato degli ultimi 5 anni; +10% nell'anno (vs 5% target iniziale) a 1,76 milioni**
- **Esplorazione: 1,4 miliardi di boe di nuove risorse aggiunte nell'anno (vs 0,5 target iniziale) al costo unitario di 0,7 \$/bl, grazie anche alla scoperta del supergiant di Zohr nell'offshore dell'Egitto**
- **Tasso di rimpiazzo organico delle riserve: 148% (135% media dal 2010)**
- **R&M: EBIT³ adjusted e FCF⁴ 2015 positivi, risultati conseguiti in anticipo rispetto al piano strategico**
- **G&P: EBIT adjusted 2015 prossimo al breakeven, in linea con le previsioni**
- **Confermato il dividendo di €0,8⁵ per azione per il 2015**

Risultati

- **Continuing operations:**
 - **risultato operativo adjusted su base standalone: €0,86 miliardi nel trimestre (-64%); €4,1 miliardi nel 2015 (-64%)**
 - **risultato netto adjusted su base standalone: -€0,20 miliardi nel trimestre, +€0,34 miliardi nel 2015 (-91%)**
 - **risultato netto: -€6,89 miliardi nel trimestre; -€7,79 miliardi nel 2015 per effetto di svalutazioni indotte dallo scenario petrolifero adottato da Eni**
- **Risultato netto complessivo: -€8,46 miliardi nel trimestre; -€8,82 miliardi nel 2015**
- **Indebitamento finanziario netto a €16,86 miliardi a fine dicembre; leverage a 0,31. Effetti pro-forma dell'operazione Saipem al 31 dicembre 2015: debito netto -€4,8 miliardi; leverage a 0,22**

¹ Nel presente comunicato stampa i risultati adjusted delle continuing operations escludono oltre alle consuete voci "profit/loss on stock" e special item anche l'effetto dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany verso i settori in fase di dismissione I&C e Chimica, questi ultimi rappresentati in base alle disposizioni dello IFRS 5 come "discontinued operations". Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa. Per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag 7.

² Flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone.

³ Utile operativo.

⁴ Free cash flow: flusso di cassa netto da attività operativa più gli incassi da dismissioni, dedotti gli investimenti.

⁵ Di cui €0,4 distribuiti a settembre 2015.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Eni nel 2015 ha conseguito risultati fondamentali nel processo di trasformazione che vedrà il gruppo sempre più focalizzato sul core business oil&gas e sempre meglio organizzato per competere in un mercato a bassi prezzi dell'energia riflesso nello scenario Eni che si allinea ad un consensus di mercato conservativo. Il complesso processo di deconsolidamento di Saipem si è ora concluso, a soli quattro mesi dal suo avvio, e ha portato nelle casse di Eni entrate nette per €4,8 miliardi, mentre i piani di efficientamento e di razionalizzazione delle spese hanno fatto registrare risultati migliori delle attese, tanto da consentire l'autofinanziamento dei capex 2015 in uno scenario di circa 50 \$/bl, 13 \$/bl in meno rispetto alle aspettative di un anno fa. Queste azioni di efficienza non hanno compromesso, né nel breve, né nel medio termine, la crescita di Eni, che anzi è stata eccezionale e distintiva nel mercato. Nel settore E&P la produzione è cresciuta del 10% e sia le riserve esplorative che le riserve certe hanno fatto registrare crescita elevate, a dimostrazione della qualità del nostro portafoglio di asset. Nei business G&P e R&M sono proseguite le azioni di consolidamento, in G&P con risultati in linea rispetto alle attese, in R&M con risultati addirittura migliori rispetto ai piani. Nel 2016, come lo scorso anno, stiamo proseguendo velocemente nel processo di trasformazione di Eni, con l'obiettivo di rendere il gruppo ancora più forte e in grado di operare sempre meglio in questo difficile contesto mantenendo solide aspettative di crescita. Sulla base di questi risultati proporrò al CdA del 17 marzo la distribuzione di un saldo dividendo di €0,4 per azione.”

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var. % IV trim. 15 vs 14	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2014	2015	Var. %
Continuing operations:								
2.304	215	979	(57,5)	Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)	10.447	3.794	(63,7)	
250	(748)	(379)	..	Utile (perdita) netto adjusted ^(b)	2.200	(696)		
(2.294)	(1.425)	(6.891)	..	Utile (perdita) netto	101	(7.793)	..	
(0,64)	(0,40)	(1,91)	..	- per azione (€) ^(c)	0,03	(2,16)	..	
(1,60)	(0,89)	(4,18)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	0,08	(4,80)	..	
(2.384)	(952)	(8.460)	..	Utile (perdita) netto di Gruppo	1.291	(8.821)	..	
(0,66)	(0,26)	(2,35)	..	- per azione (€) ^(c)	0,36	(2,45)	..	
(1,65)	(0,58)	(5,15)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	0,96	(5,44)	..	
Risultati continuing operations su base standalone ^(b)								
2.358	432	857	(63,7)	Utile (perdita) operativo adjusted	11.442	4.103	(64,1)	
525	(429)	(200)	..	Utile (perdita) netto adjusted	3.854	336	(91,3)	
73,0	Tax rate (%)	65,3	93,0		
4.548	1.698	4.007	(11,9)	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.387	12.189	(15,3)	

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Misure di risultato Non-GAAP. Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, e del flusso di cassa, che escludono l'utile/perdita di magazzino, gli special item e l'effetto delle transazioni Intercompany con le discontinued operations, vedi pag 25 e seguenti.

(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.

Continuing e Discontinued operations

I risultati economici, i dati patrimoniali e finanziari dell'esercizio e del quarto trimestre sono rappresentati, oltreché complessivamente, distinguendo le continuing operations dalle discontinued operations rilevando queste ultime secondo i criteri di cui all'IFRS 5.

Nelle discontinued operations sono rappresentati:

- Il settore Ingegneria & Costruzioni gestito dalla Saipem SpA. Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,5% più un'azione della Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Conseguentemente con effetto per l'intero esercizio le attività, le passività, i costi, i ricavi ed i flussi finanziari di Saipem sono stati riclassificati fra le discontinued operations. Inoltre come previsto dall'IFRS 5 il net asset di Saipem in vista Eni è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre.
- Il settore chimico operato dalla società interamente controllata Versalis SpA relativamente alla quale al 31 dicembre 2015 è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Conseguentemente anche per Versalis, come per Saipem le attività, le passività, i costi ed i ricavi ed i flussi finanziari sono stati rappresentati fra le discontinued operations. Inoltre come previsto dall'IFRS5 il valore del net asset in vista Eni del business chimico è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value coerente con la transazione in corso di definizione.

Conseguentemente in questo preconsuntivo l'illustrazione dei risultati riguarda prevalentemente quelli delle continuing operations. A questo proposito tuttavia va tenuto presente che la rilevazione

separata delle discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS 5 si riferisce solo ai rapporti verso terzi lasciando in essere l'elisione dei rapporti infragruppo. In tal modo si determina una distorsione nella separazione dei valori tra continuing e discontinued operations che a livello economico determina una ingiustificata penalizzazione dell'una o dell'altra tanto più rilevante quanto maggiori sono i rapporti economici infragruppo dei settori discontinuati.

In particolare la rilevazione di I&C secondo i criteri di cui all'IFRS 5 avvantaggia le continuing operations che in tal modo beneficiano dell'elisione dei costi netti nei confronti di Saipem soprattutto per le commesse intercompany di manutenzione e realizzazione di beni d'investimento (impianti e altre infrastrutture), al contrario la rilevazione della chimica secondo gli stessi criteri penalizza le continuing operations per effetto dell'elisione dei ricavi netti soprattutto per le forniture dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing.

Al fine di rimuovere tali distorsioni sono state elaborate misure di performance non previste dagli IFRS che escludono del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi il contributo di Saipem e Versalis alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento dei predetti settori e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa operativa standalone.

Risultati adjusted standalone

Nel quarto trimestre 2015 Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** di €0,86 miliardi, in calo del 64% rispetto al quarto trimestre 2014 a causa della flessione della E&P (-€1,17 miliardi, pari al 58%) determinata dal crollo del prezzo del petrolio (-43%), il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-12,3%). I settori G&P e R&M hanno registrato performance positive, pur se in riduzione rispetto al quarto trimestre 2014 (in totale -€0,2 miliardi) a causa di effetti scenario e, nel caso di G&P, anche per l'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale.

Complessivamente lo scenario prezzi/cambi degli idrocarburi ha penalizzato la performance operativa del trimestre per €1,9 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,7 miliardi, mentre i minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti di gas hanno pesato per -€0,3 miliardi.

Nel 2015 l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €4,1 miliardi con una diminuzione del 64% (pari a €7,34 miliardi) attribuibile principalmente all'upstream (-€7,44 miliardi, -64%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi, mentre i minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas hanno pesato per -€0,7 miliardi.

Nel quarto trimestre 2015 Eni ha registrato la **perdita netta adjusted delle continuing operations** di €0,20 miliardi, con un peggioramento di €0,73 miliardi rispetto all'utile netto adjusted del quarto trimestre 2014 (€0,53 miliardi). I driver sono stati il calo dell'utile operativo e il maggior tax rate per effetto dell'incremento registrato in E&P a causa: i) della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario.

Nel 2015 l'**utile netto adjusted delle continuing operations** di €0,34 miliardi evidenzia un peggioramento di €3,52 miliardi rispetto al 2014 (-91%) per gli stessi driver evidenziati nel commento ai risultati del trimestre con il tax rate in aumento di circa 28 punti percentuali al 93%. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzati nella E&P, prospettivamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo adjusted sulla base del successful effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted consolidato si ridetermina nel 2015 e nel 2014 rispettivamente nel 79% e nel 63%.

Cash flow operativo standalone

Nel 2015 il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone** è stato di €12,19 miliardi al quale ha contribuito il positivo andamento del capitale circolante che include effetti non ricorrenti per circa €2,2 miliardi. Gli incassi da dismissioni sono stati €2,26 miliardi e hanno riguardato la quasi totalità della partecipazione finanziaria in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti (€0,91 miliardi), la partecipazione Galp (€0,66 miliardi) e la cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production. Tali flussi hanno coperto la gran parte dei fabbisogni relativi al pagamento dei dividendi Eni (€3,46 miliardi, di cui €1,44 miliardi relativi all'acconto dividendo 2015) e agli investimenti tecnici (€10,78 miliardi) ed alle altre variazioni dell'attività di investimento (€1,35 miliardi). L'indebitamento finanziario netto⁶ al 31 dicembre 2015 è pari a €16,86 miliardi con un aumento di €3,18 miliardi rispetto al 2014 per effetto dei dividendi distribuiti, dell'assorbimento di cassa delle discontinued operations e delle differenze di cambio e dalla riclassifica della cassa verso terzi di Saipem nelle discontinued operations.

Rispetto alla situazione al 30 settembre 2015, l'indebitamento finanziario netto è diminuito di €1,55 miliardi per effetto del flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations (€4,01 miliardi), delle discontinued operations per €0,50 miliardi e dei proventi da cessione delle partecipazioni Snam e Galp. Questi flussi sono stati parzialmente compensati dagli investimenti di periodo e dalle differenze cambio e dalla riclassifica della cassa verso terzi di Saipem nelle discontinued operations.

Il leverage⁷ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è aumentato a 0,31 al 31 dicembre 2015 rispetto a 0,22 al 31 dicembre 2014, a causa dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto e della flessione del total equity determinata dal risultato d'esercizio, dalla distribuzione del dividendo i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (cambio dollaro/euro +10,3% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 31 dicembre 2015). Gli effetti dell'operazione Saipem attribuiti pro-forma al 31 dicembre 2015 determinano una riduzione del leverage di 9 punti a 0,22.

Dividendo 2015

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €0,80 per azione⁸ (€1,12 nel 2014) di cui €0,40 distribuiti nel settembre 2015 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,40 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 25 maggio 2016 con stacco cedola il 23 maggio 2016.

Sviluppi di business

In Egitto finalizzato un accordo petrolifero di valenza strategica che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni per lo sviluppo del potenziale minerario locale. Finalizzata la revisione di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi all'1 gennaio 2015. L'esecuzione dell'accordo ha consentito di accelerare il recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi alle Compagnie di Stato.

Nel febbraio 2016 le autorità egiziane hanno sanzionato lo sviluppo di Zohr, con avvio atteso entro la fine del 2017.

Nel febbraio 2016 le autorità del Mozambico hanno sanzionato la prima fase dello sviluppo di Coral per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.

Finalizzato l'accordo preliminare con KazMunayGas per l'acquisizione del 50% dei diritti di ricerca e produzione del blocco di Isatay nel Mar Caspio.

⁶ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 32.

⁷ 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. 32.

⁸ 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.

Firmati con la società di Stato indonesiana PT Pertamina i contratti di compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo Jangkrik (operato da Eni con il 55%) per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi consentono di finalizzare lo sviluppo del giacimento.

In Ghana conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni operatore, 47,22%) con first oil previsto nel 2017.

In Angola ottenuta l'estensione di tre anni del periodo esplorativo relativo al Blocco 15/06 dove è stato avviato a fine 2014 il progetto operato West Hub.

Ingresso nel settore petrolifero del Messico grazie alla firma di un Production Sharing Contract in qualità di operatore al 100% del Blocco 1 dove sono localizzate le scoperte a olio Amoca, Miztón e Tecoailli in acque poco profonde con un potenziale di 800 milioni di barili di olio e 14 miliardi di metri cubi di gas in posto. Il piano di delineazione dei giacimenti, che sarà sottoposto alle autorità nel primo trimestre 2016 prevede la perforazione di 4 pozzi al fine di definire un piano di sviluppo sinergico e *fast track*.

In Mozambico, per effetto della finalizzazione dello "Unitization and Unit Operating Agreement" (UUOA) e in pieno accordo con tutti i Concessionari dei progetti, è stata avviata l'unitizzazione per lo sviluppo dei giacimenti di gas naturale a cavallo "straddling reservoirs" tra le Aree 4 (operata da Eni East Africa) e 1 (operata da Anadarko) del bacino offshore Rovuma. In base all'UUOA, lo sviluppo degli straddling reservoirs sarà eseguito inizialmente in maniera separata ma coordinata dalle due aree fino a quando non saranno prodotti 680 miliardi di metri cubi di riserve di gas naturale (340 miliardi di metri cubi per ognuna delle aree). Gli sviluppi successivi saranno condotti congiuntamente dai Concessionari dell'Area 4 e dell'Area 1. La FID del progetto Mamba nell'area operata da Eni è prevista nel 2017.

Rinnovato il portafoglio di titoli esplorativi con l'acquisizione di circa 20 mila chilometri quadrati netti di nuovo acreage in particolare in Egitto (Southwest Melehia nel deserto occidentale, Karawan e North Leil), Myanmar (2 blocchi offshore), Norvegia (3 licenze), Regno Unito (7 licenze offshore) e Messico (Area 1).

Nel 2015 sono state accertate 1,4 miliardi di boe di nuove risorse aggiunte verso un target di 0,5 miliardi di boe al costo unitario di 0,7 \$/boe. In particolare oltre alla scoperta supergiant di Zohr, i principali successi sono stati realizzati in: i) Congo, nel prospetto esplorativo Nkala Marine nel permesso Marine XII; ii) Egitto, scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Nooros della Concessione West Abu Madi allacciata alla produzione in soli 2 mesi e la scoperta di Melehia West Deep nel deserto occidentale egiziano; iii) in Libia, nell'area contrattuale D con scoperte a gas e condensati; iv) in Indonesia, con la rivalutazione della scoperta a gas di Merakes.

Conseguiti i 10 start up rilevanti programmati per il 2015, i principali sono stati:

- il giacimento giant a gas Perla nell'offshore venezuelano con un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di barili di olio equivalente). Il conseguimento del plateau target di circa 34 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2020. La produzione è venduta alla società di Stato PDVSA in base a un contratto con durata fino al 2036;
- nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del blocco 15/06 nell'offshore dell'Angola, il giacimento Cinguvu. Inoltre a inizio 2016 è stato avviato il campo di Mpungi portando il plateau del progetto a 100 mila barili/giorno;
- Nené Marine in Congo in early production a soli 8 mesi dall'ottenimento delle autorizzazioni e a sedici mesi dalla scoperta;
- Kizomba nell'offshore angolano, Lucius e Hadrian nell'offshore Usa del Golfo del Messico, Nooros in Egitto e West Franklin fase 2 nel Regno Unito.

Altri sviluppi

Completato lo smobilizzo della partecipazione residua in Galp pari al 4% del capitale sociale per l'ammontare di €325 milioni al prezzo di €9,81 per azione. L'operazione è stata eseguita tramite una procedura di accelerate book-building rivolta ad investitori istituzionali qualificati.

Rimborso del bond convertibile in azioni ordinarie di Snam attraverso la consegna agli obbligazionisti di circa 288 milioni di azioni pari a circa l'8,22% del capitale sociale. Residua una partecipazione dello 0,03% nel capitale sociale Snam.

Confermata per il nono anno consecutivo l'inclusione dell'Eni nel Dow Jones Sustainability World Index, l'indice di sostenibilità che include i titoli delle società che si distinguono per l'eccellenza dei risultati conseguiti nella sostenibilità in ciascun settore.

Confermata per il nono anno consecutivo l'inclusione del titolo Eni nell'indice FTSE4Good, uno tra i più prestigiosi indici borsistici mondiali di valutazione della responsabilità sociale delle imprese a conferma dell'eccellenza Eni in ambito di sostenibilità ambientale, rispetto dei diritti umani, corporate governance e trasparenza, relazioni con gli stakeholder.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il quadro macroeconomico globale per il 2016 evidenzia rischi e incertezze a causa del rallentamento dell'attività produttiva in Cina, nell'Eurozona e nei paesi esportatori di commodity. Il prezzo del petrolio dopo aver toccato i valori minimi degli ultimi tredici anni sotto i 30 \$/barile è previsto proseguire in un trend debole a causa degli squilibri strutturali del mercato gravato dalla sovrapproduzione e dalle incertezze sulle prospettive di crescita a medio lungo termine della domanda energetica. Sulla base di questo quadro macroeconomico la direzione aziendale ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente. Al fine di contrastare la penalizzazione del risultato operativo e del flusso di cassa atteso della E&P, il management ha pianificato misure incisive di ottimizzazione degli investimenti e contenimento dei costi operativi facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo della commodity. Nel settore Gas & Power il quadro competitivo si conferma sfidante a causa della debolezza della domanda energetica europea e dell'eccesso d'offerta. Il management intende proseguire la strategia di rinegoziazione dei contratti long-term per allineare le condizioni di fornitura all'evoluzione del mercato nonché massimizzare la redditività nei segmenti high-value (GNL, gas retail e trading). Nel settore Refining & Marketing lo scenario del margine di raffinazione è previsto in flessione rispetto al 2015, pur attestandosi su un livello remunerativo. In tale contesto le azioni di business si focalizzeranno sulla ottimizzazione dei processi e dei costi di raffinazione e sull'incremento della redditività delle attività di marketing.

Di seguito le previsioni del management per il 2016 su produzioni e vendite:

- **produzione di idrocarburi:** la produzione d'idrocarburi è prevista stabile sul livello medio 2015 per effetto degli avvii di nuovi giacimenti, in particolare in Norvegia, Egitto, Angola, Kazakhstan e Stati Uniti, e dei ramp-up degli avvii 2015 che assorbiranno i declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** in un contesto di crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in leggera flessione in linea con la prevista riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti facendo leva sullo sviluppo di offerte commerciali innovative, sui servizi integrati e sull'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** le lavorazioni sono previste in linea con il 2015 escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata il 30 aprile 2015;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** in un contesto di debole crescita della domanda e forte pressione competitiva, Eni intende mantenere i volumi e la quota di mercato

Italia incrementando il valore della base clienti facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica e nell'attività commerciale.

Nel 2016 il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, selezione dei temi esplorativi e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento con conseguente riduzione attesa dello spending (-20%) a parità di cambio vs. 2015 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. Il management prevede che allo scenario di 50 \$/barile gli investimenti tecnici saranno finanziati al 100% con il flusso di cassa operativo. I costi operativi per boe sono previsti in riduzione dell'11% rispetto al 2015. Leverage al di sotto del limite dello 0,30 grazie al closing dell'operazione Saipem e agli effetti dell'ottimizzazione della gestione industriale e della gestione di portafoglio che consentiranno di attenuare l'impatto negativo atteso dello scenario.

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2016-2019 e le proiezioni economiche e finanziarie saranno l'oggetto della strategy presentation programmata per il 18 marzo p.v.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2015 e al quarto trimestre 2014 e agli esercizi 2015 e 2014. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014. Ad eccezione delle misure di risultato adjusted su base standalone, 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, laddove non diversamente indicato, 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 nella preparazione dei risultati preliminari 2015 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2014 e della Relazione finanziaria semestrale 2015, ai quali si rinvia.

Nel presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati preliminari dell'esercizio e del quarto trimestre 2015, i due segmenti operativi "I&C" e "Chimica" sono stati rappresentati come operazioni in fase di dismissione "discontinued operations" in base alle disposizioni del principio contabile IFRS 5, poiché alla reporting date esiste il fermo impegno del management a recuperare il valore dei due disposal group attraverso una vendita ed è altamente probabile che una transazione venga consumata in un breve arco temporale.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per confrontarli a tali cambiamenti.

Per quanto riguarda Saipem, la dismissione è stata perfezionata il 22 gennaio 2016 con il closing del contratto di vendita del 12,5% del capitale sociale in mano Eni al Fondo Strategico Italiano e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale tra Eni e FSI che ha ridisegnato la corporate governance di Saipem realizzando il controllo congiunto dei due paciscenti in forza del quale Eni procederà a deconsolidare la ex-controllata dal proprio bilancio con efficacia 1 gennaio 2016.

Per quanto riguarda il settore chimico, Eni ha ricevuto una manifestazione d'interesse da parte di un potenziale buyer di estrazione industriale per rilevare una quota di maggioranza della Versalis, società capofila del business chimico Eni, e sono in corso le trattative per arrivare a un accordo per la realizzazione di un piano industriale condiviso.

La rappresentazione come "discontinued operations" di entrambi i business è motivata dalla dismissione da parte di Eni di due settori operativi ("major line of business"). In base a tale accounting, i risultati dell'attività in corso di dismissione sono rappresentati separatamente dalle continuing operations e limitatamente ai soli rapporti con terze parti, continuando a essere operate le elisioni delle transazioni intercompany poiché ai fini dell'informativa statutory 2015 Saipem e Versalis e le rispettive controllate rimangono a tutti gli effetti entità controllate di Eni e pertanto incluse nell'area di consolidamento. Tale modalità di rappresentazione delle attività in fase di dismissione comporta che, in presenza di importanti transazioni tra le discop e le continuing operations, i risultati delle continuing operations non rappresentano la relativa performance come se queste fossero entità stand alone per via dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany. Nel caso di Saipem sono oggetto di elisione i costi da questa addebitati alle società del Gruppo Eni per le commesse intercompany di manutenzione e realizzazione di beni d'investimento (impianti e altre infrastrutture). Viceversa nel caso di Versalis sono oggetto di elisione i ricavi relativi alla fornitura dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing, al settore chimico Eni.

Per quanto riguarda la Saipem, si è proceduto al blocco degli ammortamenti dei fixed asset dalla data di classificazione (1 novembre 2015, nel caso di Versalis la classificazione è riferita al period end); inoltre i valori di libro del goodwill e degli attivi non correnti dei due disposal group sono stati rettificati per allineare i net asset al fair value alla reporting date, rappresentato rispettivamente dal prezzo di borsa per la Saipem e dal fair value coerente con la transazione in corso di definizione per Versalis.

Nuovo segmental reporting Eni

Dal 1° gennaio 2015 la segment information Eni è stata modificata per allineare i reportable segment di Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management.

Le principali variazioni hanno riguardato:

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore G&P, coerentemente con la struttura organizzativa definita (nei precedenti reporting period tali attività erano riportate nel segmento R&M);
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis e R&M, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili;
- i segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" sono stati accorpati poiché residuali.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti (v. tavole presentate) e per tener conto delle discontinued operations. In particolare, per effetto del piano di dismissione, i risultati di Versalis sono stati riclassificati dal settore Refining & Marketing e Chimica e rilevati nelle discontinued operations unitamente al settore I&C.

PUBBLICATO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
IV trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	7.935	12.928	1.195	3.398	399	27	(5.592)	26.691
Utile (perdita) operativo	1.473	(115)	(1.387)	(298)	(423)	(34)	(100)	321	(563)
Utile (perdita) operativo adjusted	2.032	108	195	(66)	31	(61)	(48)	132	2.323
Esercizio 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378	78	(22.657)	109.847
Utile (perdita) operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398	7.917
Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	310	(208)	(346)	479	(265)	(178)	231	11.574
Attività direttamente attribuibili	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042	258	(486)	115.792

RIESPOSTO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M	Corporate e altre attività	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni	Totale Gruppo	Discontinued operations	Continuing operations
IV trim. 2014										
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	18.182	5.593	420	1.195	3.398	(8.498)	26.691	(4.091)	22.600
Utile (perdita) operativo	1.473	(114)	(1.388)	(134)	(298)	(423)	321	(563)	657	94
Utile (perdita) operativo adjusted	2.032	92	211	(109)	(66)	31	132	2.323	(19)	2.304
Esercizio 2014										
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	73.434	24.330	1.429	5.284	12.873	(35.991)	109.847	(16.660)	93.187
Utile (perdita) operativo	10.766	64	(2.107)	(518)	(704)	18	398	7.917	(332)	7.585
Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	168	(65)	(443)	(347)	479	231	11.574	(1.127)	10.447
Attività direttamente attribuibili	68.113	19.342	10.254	1.300	3.059	14.210	(486)	115.792		

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.

Altre informazioni

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

Alla data del 31 dicembre 2015 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.

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del 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 rischio e di 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 2015 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati⁹ del quarto trimestre e dell'esercizio 2015

(€ milioni)

IV trim.	III trim.	IV trim.		Esercizio	
2014	2015	2015		2014	2015
22.600	14.817	13.889	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	93.187	67.740
94	(421)	(5.001)	Utile (perdita) operativo - continuing operations	7.585	(2.774)
1.186	418	527	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.290	814
1.024	218	5.453	Esclusione special item ^(a)	1.572	5.754
2.304	215	979	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.794
Dettaglio per settore di attività					
2.032	757	862	<i>Exploration & Production</i>	11.551	4.107
92	(469)	18	<i>Gas & Power</i>	168	(126)
211	163	93	<i>Refining & Marketing</i>	(65)	387
(109)	(56)	(101)	<i>Corporate e altre attività</i>	(443)	(369)
78	(180)	107	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	(764)	(205)
2.304	215	979	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.794
54	217	(122)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. disc. Op.	995	309
2.358	432	857	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	11.442	4.103
(2.294)	(1.425)	(6.891)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	101	(7.793)
817	286	365	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	890	561
1.727	391	6.147	Esclusione special item ^(a)	1.209	6.536
250	(748)	(379)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.200	(696)
275	319	179	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. disc. Op.	1.654	1.032
525	(429)	(200)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	3.854	336
(2.384)	(952)	(8.460)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.291	(8.821)
(2.294)	(1.425)	(6.891)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	101	(7.793)
(90)	473	(1.569)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations	1.190	(1.028)
4.346	1.371	4.012	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181
1.040	339	503	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	1.948	722
5.386	1.710	4.515	Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110	11.903
4.548	1.698	4.007	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	14.387	12.189
3.331	2.225	2.681	Investimenti tecnici - continuing operations	11.264	10.775

(a) Per maggiori informazioni v. "Analisi special item".

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

Principali indicatori di mercato

IV trim.	III trim.	IV trim.	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
76,27	50,26	43,69	(42,7)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	98,99	52,46	(47,0)
1,249	1,112	1,095	(12,3)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,329	1,110	(16,5)
61,06	45,20	39,90	(34,7)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	74,48	47,26	(36,5)
4,97	10,04	6,56	32,0	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,21	8,32	..
8,37	6,42	5,56	(33,6)	Prezzo gas NBP ^(d)	8,22	6,52	(20,7)
0,08		(0,09)	..	Euribor - a tre mesi (%)	0,21	(0,02)	..
0,24	0,31	0,41	70,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,23	0,32	39,1

(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.

⁹ Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Saipem e Versalis e delle continuing operations come entità indipendenti a sé stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Saipem e Versalis e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 26 e seguenti.

Commento ai risultati economici e finanziari di Gruppo

Risultati reported

Nel **quarto trimestre 2015** Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €6.891 milioni (€7.793 milioni nell'intero esercizio) con un sensibile peggioramento rispetto all'esercizio precedente (perdita netta di €2.294 milioni nel quarto trimestre 2014 e sostanziale pareggio nell'anno) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il valore degli asset dell'Eni.

La gestione industriale ha registrato una perdita di €5.001 milioni nel quarto trimestre (-€2.774 milioni nell'anno) dovuta alla contrazione dei ricavi della E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-43%), all'allineamento alle quotazioni correnti del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi, nonché a causa della rilevazione di significative svalutazioni delle proprietà oil&gas (€4.453 milioni) che riflettono la revisione dello scenario prezzi degli idrocarburi da parte del management con l'adozione di un riferimento Brent di lungo termine a \$65 al barile rispetto al valore di \$90 nelle valutazioni del bilancio 2014. Inoltre sulla perdita operativa ha inciso la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi del business retail gas&power per €346 milioni e l'iscrizione di un fondo su tali crediti per €130 milioni nel trimestre (nell'anno rispettivamente €484 milioni e €226 milioni).

Per attenuare l'effetto negativo dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa, il management ha implementato azioni incisive di contenimento dei costi operativi dell'upstream, taglio degli investimenti grazie alla maggiore selettività nelle decisioni di spesa, alla rifasatura/rimodulazione dei grandi progetti di sviluppo e alla rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni strumentali e degli altri servizi di giacimento facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo. I tagli sugli investimenti non hanno penalizzato la performance produttiva che ha registrato una crescita del 14% a 1.884 mila boe/giorno (1.760 mila nell'anno +10%), il plateau più elevato degli ultimi 20 trimestri (su base annua dal 2010). La gestione industriale della R&M è tornata in utile grazie alle ristrutturazioni impiantistiche e allo scenario margini più favorevole; G&P al netto degli oneri straordinari rappresentati dall'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale ha chiuso in sostanziale pareggio, nonostante lo slittamento dei proventi attesi da alcune rinegoziazioni dei contratti long-term. Infine i costi generali e amministrativi sono stati ridotti di €0,6 miliardi.

Sulla perdita netta del trimestre e dell'anno ha inciso in misura importante l'incremento del tax rate che riflette l'impatto dello scenario nella E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, determina la maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario e limita la capacità di iscrivere attività per imposte anticipate sulle perdite gestionali (€860 milioni), nonché la rettifica delle attività per imposte anticipate in Italia di €870 milioni su base annua dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e alla riduzione dell'aliquota sul reddito delle società dal 27,5% al 24% considerata sostanzialmente in vigore alla reporting date.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €8.460 milioni nel quarto trimestre e a €8.821 milioni nell'esercizio. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations dovuta principalmente alle svalutazioni rilevate per allineare i net assets dei due disposal group Saipem e Versalis ai rispettivi fair value costituiti per la Saipem dal prezzo di borsa alla reporting date del 31 dicembre 2015 e per la Versalis della prevedibile valorizzazione del business nell'accordo industriale in corso di definizione con un impatto complessivo di €1.969 milioni privi di effetti fiscali. Le discontinued operations comprendono inoltre il fair value positivo relativo alla quota di partecipazione nella Saipem oggetto di cessione a FSI, dato dalla differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla chiusura (€7,49 per azione), per un provento netto di €49 milioni.

Il 22 gennaio 2016, data di classificazione della partecipazione mantenuta in Saipem fra le controllate congiunte (joint venture), il relativo valore di libro è stato adeguato al prezzo di borsa corrente di

€4,2 per azione rilevando una ulteriore svalutazione di €441 milioni rispetto alla valutazione di fine 2015. Successivamente nel mese di febbraio 2016 i valori di borsa si sono ulteriormente depressi. Tali sviluppi non rappresentano ai sensi dello IAS 10 adjusting events della valutazione della Saipem fatta nel reporting 2015 sulla base della valutazione di borsa alla chiusura dell'esercizio.

Risultati adjusted su base standalone

Nel quarto trimestre 2015 l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €857 milioni con una riduzione del 63,7% rispetto al quarto trimestre 2014 (€4.103 milioni, -64,1% nell'esercizio). La **perdita netta adjusted delle continuing operations di competenza degli azionisti Eni**, nel quarto trimestre 2015 ammonta a €200 milioni con un peggioramento di €725 milioni rispetto al quarto trimestre 2014.

Le rettifiche positive di €6.691 milioni hanno riguardato: i) la perdita di magazzino di €365 milioni; ii) gli special item costituiti da oneri netti di €6.147 milioni; iii) il ripristino delle elisioni degli utili sulle transazioni intercompany verso le discontinued operations per l'ammontare di €179 milioni, compresi gli effetti sugli special item.

Nell'**anno 2015**, l'utile operativo adjusted delle continuing operations è stato di €4.103 milioni con una flessione del 64,1%; l'utile netto adjusted delle continuing operations di €336 milioni è diminuito di €3.518 milioni, dopo aver escluso la perdita di magazzino di €561 milioni, gli special item costituiti da oneri netti di €6.536 milioni e il ripristino delle elisioni intercompany di €1.032 milioni, con una rettifica complessiva positiva di +€8.129 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo delle continuing operations** sono rappresentati da oneri netti di €5.453 milioni e €5.754 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio, relativi principalmente a: (i) svalutazioni di €4.659 milioni nel trimestre (€4.824 milioni nell'esercizio) relative principalmente al settore E&P che riflettono l'impatto sui valori recuperabili delle proprietà oil&gas della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola). Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e alle centrali power nell'ambito del settore Gas & Power a causa del debole scenario dei margini sull'energia elettrica; (ii) oneri netti del settore G&P relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi del settore Retail e a stanziamenti a fondo per gli stessi crediti per fatture da emettere (€130 milioni relativi al gas e €96 milioni all'energia elettrica); (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €141 milioni e di €164 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio); (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€60 milioni e €204 milioni nei due periodi) e per incentivazione all'esodo (€4 milioni e €27 milioni, rispettivamente).

Gli **special item non operativi** si riferiscono principalmente alle imposte sul reddito e comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la rettifica delle attività per imposte anticipate (€870 milioni nel 2015) relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia nonché per effetto della revisione dell'aliquota d'imposta statutory. Analoghe rettifiche negative della fiscalità differita sono state rilevate al di fuori dell'Italia nel settore E&P per €860 milioni. Tali effetti sono stati in parte compensati dal provento relativo al reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

Stato patrimoniale riclassificato¹⁰

(€ milioni)	31 Dic. 2014	30 Sett. 2015	31 Dic. 2015	Var. ass. vs 31 Dic. 2014	Var. ass. vs 30 Sett. 2015
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	71.962	75.894	63.795	(8.167)	(12.099)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.330	909	(672)	(421)
Attività immateriali	3.645	3.465	2.433	(1.212)	(1.032)
Partecipazioni	5.130	5.394	3.263	(1.867)	(2.131)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.305	2.026	165	(279)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(1.823)	(1.276)	695	547
	82.208	86.565	71.150	(11.058)	(15.415)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.555	7.642	3.905	(3.650)	(3.737)
Crediti commerciali	19.709	15.842	12.017	(7.692)	(3.825)
Debiti commerciali	(15.015)	(12.453)	(9.218)	5.797	3.235
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(1.586)	(3.162)	(1.297)	(1.576)
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(16.217)	(15.268)	630	949
Altre attività (passività) d'esercizio	222	1.123	1.679	1.457	556
	(5.292)	(5.649)	(10.047)	(4.755)	(4.398)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.337)	(1.056)	257	281
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	9	10.448	10.157	10.439
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	79.588	70.495	(5.399)	(9.093)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	59.155	51.716	(8.038)	(7.439)
Interessenze di terzi	2.455	2.019	1.916	(539)	(103)
Patrimonio netto	62.209	61.174	53.632	(8.577)	(7.542)
Indebitamento finanziario netto	13.685	18.414	16.863	3.178	(1.551)
COPERTURE	75.894	79.588	70.495	(5.399)	(9.093)
Leverage	0,22	0,30	0,31	0,09	0,01

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,089 al 31 dicembre 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -10,3%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2015, un aumento del capitale investito netto di €4.670 milioni e del patrimonio netto di €4.534 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €136 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.150 milioni) è diminuito di €11.058 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto della riclassifica dei saldi iniziali degli asset dei settori operativi I&C e Chimica alla voce "Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili". Le altre variazioni dell'esercizio hanno riguardato gli incrementi per il movimento dei cambi e gli investimenti tecnici (€10.775 milioni) più che compensati dagli ammortamenti e svalutazioni (€14.477 milioni). La voce "Partecipazioni" è diminuita per effetto dello smobilizzo delle partecipazioni finanziarie Snam e Galp.

Il **capitale di esercizio netto** (-€10.047 milioni) è diminuito di €4.755 milioni oltre che per la riclassifica del capitale di esercizio di I&C e Chimica alle discontinued operations anche per effetto del decremento del saldo crediti/debiti commerciali nel settore G&P e della riduzione delle rimanenze di petrolio e gas il cui valore è stato allineato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio e per ottimizzazione dei quantitativi in giacenza di prodotti e gas. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle altre attività nette nella E&P dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture, in parte compensato dall'utilizzo del deferred cost relativo al gas prepagato ai fornitori long-term in esercizi precedenti nel settore G&P al netto del ritiro di gas prepagato da parte di long-term buyer. In aumento i debiti tributari e fondo imposte netto (+€1.297 milioni) per effetto della svalutazione delle attività per imposte anticipate delle imprese italiane (€870 milioni) ed

¹⁰ 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).

estere del settore E&P (€860 milioni), nonché del rimborso/fattorizzazione di crediti fiscali in Italia (circa €900 milioni).

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€10.448 milioni) riguardano: i) Saipem e le sue controllate in forza della transazione annunciata nell'ottobre 2015 relativa al contratto di compravendita avente a oggetto il 12,5% del capitale sociale Saipem in mano Eni al Fondo Strategico Italiano e al patto parasociale che realizzerà, al closing, il controllo congiunto dell'entità da parte dei due azionisti di riferimento; ii) il settore chimico che fa capo alla società Versalis (100% Eni), relativamente al quale al 31 dicembre 2015 è in corso di definizione un accordo con un partner industriale che, acquisendo una quota di controllo di Versalis affianchi Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Il valore di libro del goodwill e delle attività non correnti dei due disposal group è stato allineato al fair value dei patrimoni netti sottostanti. La voce include inoltre asset non strategici dei business Refining & Marketing e Gas & Power.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€53.632 milioni) è diminuito di €8.577 milioni per effetto della perdita complessiva di esercizio (€5.070 milioni) data dalla perdita di conto economico di €9.416 milioni parzialmente assorbita dalle differenze cambio da conversione positive dovute in particolare alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€4.534 milioni), nonché dalla distribuzione dei dividendi di €3.478 milioni (saldo dividendo 2014 e acconto dividendo Eni per l'esercizio 2015 di €3.457 milioni e dividendi agli azionisti di minoranza).

Rendiconto finanziario riclassificato¹¹

(€ milioni)						
IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio		
				2014	2015	Var. ass.
(2.188)	(1.385)	(6.690)	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.338)	(7.530)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
3.931	2.690	7.720	- ammortamenti e altri componenti non monetari	10.919	15.519	4.600
6	(97)	(125)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(99)	(559)	(460)
1.723	821	662	- dividendi, interessi e imposte	6.822	3.304	(3.518)
2.254	325	3.246	Variazione del capitale di esercizio	2.148	4.629	2.481
(1.380)	(983)	(801)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.820)	(4.374)	2.446
4.346	1.371	4.012	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181	(1.981)
1.040	339	503	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	1.948	722	(1.226)
5.386	1.710	4.515	Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110	11.903	(3.207)
(3.331)	(2.225)	(2.681)	Investimenti tecnici - continuing operations	(11.264)	(10.775)	489
(302)	(191)	(222)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(976)	(781)	195
(3.633)	(2.416)	(2.903)	Investimenti tecnici	(12.240)	(11.556)	684
(124)	(63)	(57)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(408)	(228)	180
453	261	1.353	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.684	2.258	(1.426)
482	(315)	(660)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	435	(1.351)	(1.786)
2.564	(823)	2.248	Free cash flow	6.581	1.026	(5.555)
(510)	52	(377)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(414)	(300)	114
(833)	2.169	(1.206)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(628)	2.126	2.754
(124)	(1.435)	(23)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.434)	(3.477)	957
46	3	(874)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	78	(789)	(867)
1.143	(34)	(232)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	1.183	(1.414)	(2.597)
4.548	1.698	4.007	Flusso di cassa netto da attività operativa - su base stand-alone	14.387	12.189	(2.198)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)						
IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio		
				2014	2015	Var. ass.
2.564	(823)	2.248	Free cash flow	6.581	1.026	(5.555)
	65		Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite		83	83
(288)	256	(674)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(850)	(810)	40
(124)	(1.435)	(23)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.434)	(3.477)	957
2.152	(1.937)	1.551	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.278	(3.178)	(4.456)

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations è stato di €11.181 milioni e subisce gli effetti dell'eliminazione dei flussi intercompany verso le discontinued operations. Eliminati tali effetti, lo stesso si ridetermina in €12.189 milioni (€4.007 milioni nel trimestre) che costituisce il flusso di cassa netto da attività operativa stand-alone. Gli incassi da dismissioni sono stati €2.258 milioni e hanno riguardato la partecipazione finanziaria in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti (€911 milioni), la partecipazione in Galp (€658 milioni) e la cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production. Tali

¹¹ Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione. Il Free Cash Flow è una misura NON-GAAP.

flussi hanno coperto buona parte dei fabbisogni relativi agli investimenti tecnici (€10.775 milioni), alle altre variazioni relative all'attività di investimento e al pagamento dei dividendi Eni (saldo dividendo 2014 e acconto dividendo 2015 per complessivi €3.457 milioni). Considerando anche i flussi di cassa associati alle discontinued operations, ne deriva un incremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €3.178 milioni comprese le differenze negative di cambio e la riclassifica della cassa verso terzi di Saipem nelle discontinued operations che porta il dato consolidato a €16.863 milioni.

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base stand alone è stato di €12.189 milioni nell'anno e di €4.007 milioni nel quarto trimestre, garantendo l'autofinanziamento integrale degli investimenti tecnici ed evidenziando una performance eccellente (rispettivamente -15% e -12% nel confronto con i corrispondenti reporting period 2014) nonostante l'impatto del calo del prezzo degli idrocarburi. Tale performance riflette le azioni di ottimizzazione del capitale circolante in particolare nei settori G&P, con il recupero del gas prepagato e altri benefici da rinegoziazione, R&M e nelle attività corporate. Gli effetti non ricorrenti del circolante hanno influito in positivo per circa €2,2 miliardi.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2015.

Exploration & Production

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		(€ milioni)	Esercizio		
2014	2015	2015				2014	2015	Var. %
6.401	5.047	4.977	(22,2)	RISULTATI				
1.473	701	(3.609)	..	Ricavi della gestione caratteristica		28.488	21.436	(24,8)
559	56	4.471		Utile (perdita) operativo		10.766	(139)	..
509		4.453		Esclusione special item:		785	4.246	
(78)	(38)	(38)		- svalutazioni di asset e altre attività		692	4.502	
				- plusvalenze nette su cessione di asset		(76)	(414)	
				- accantonamenti a fondo rischi		(5)		
3	7	(2)		- oneri per incentivazione all'esodo		24	15	
(31)	(5)	(14)		- derivati su commodity		(28)	12	
(16)	12	(51)		- differenze e derivati su cambi		6	(59)	
172	80	123		- altro		172	190	
2.032	757	862	(57,6)	Utile (perdita) operativo adjusted		11.551	4.107	(64,4)
(66)	(73)	(76)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(287)	(286)	
85	6	100		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		323	253	
(1.316)	(760)	(749)		Imposte sul reddito ^(a)		(7.164)	(3.318)	
64,2	..	84,5		Tax rate (%)		61,8	81,4	
735	(70)	137	(81,4)	Utile (perdita) netto adjusted		4.423	756	(82,9)
				I risultati includono:				
2.884	2.238	6.424	122,7	- ammortamenti e svalutazioni di asset		9.163	13.404	46,3
				di cui:				
421	280	156	(62,9)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.589	955	(39,9)
288	214	104	(63,9)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.221	701	(42,6)
133	66	52	(60,9)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		368	254	(31,0)
3.124	2.185	2.254	(27,8)	Investimenti tecnici		10.524	10.234	(2,8)
				di cui:				
414	246	127	(69,3)	- ricerca esplorativa ^(b)		1.398	820	(41,3)
				Produzioni ^{(c) (d)}				
868	868	998	15,0	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	828	908	9,7
121	130	138	14,0	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	120	133	10,8
1.648	1.703	1.884	14,3	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.598	1.760	10,1
				Prezzi medi di realizzo				
66,44	43,97	38,68	(41,8)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	88,71	46,30	(47,8)
234,98	157,05	143,51	(38,9)	Gas naturale	(\$/kmc)	242,80	160,78	(33,8)
53,45	34,57	31,68	(40,7)	Idrocarburi	(\$/boe)	65,49	36,47	(44,3)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
76,27	50,26	43,69	(42,7)	Brent dated	(\$/bbl)	98,99	52,46	(47,0)
61,06	45,20	39,90	(34,7)	Brent dated	(€/bbl)	74,48	47,26	(36,5)
73,41	46,37	42,10	(42,7)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	93,17	48,72	(47,7)
3,77	2,75	2,11	(44,0)	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	4,36	2,61	(40,1)

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 41.

(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 2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €862 milioni con una riduzione di €1.170 milioni rispetto al quarto trimestre 2014, pari al 57,6%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-41,8% e -38,9%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-42,7%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori costi per attività esplorativa.

Il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €137 milioni, con una flessione di €598 milioni rispetto al quarto trimestre 2014 (-81%), per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'aumento del tax rate che si attesta all'84,5% a causa: i) del debole scenario che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza di costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per lo scenario.

Nel **2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.107 milioni con una riduzione di €7.444 milioni rispetto al 2014, pari al 64,4%, per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento dei risultati del trimestre.

L'utile netto adjusted di €756 milioni è diminuito di €3.667 milioni rispetto al 2014, pari all'82,9%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (81,4%) per gli stessi driver del trimestre. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili, prospetticamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo adjusted sulla base del succesfull effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted nel 2015 e nel 2014 si ridetermina rispettivamente nel 70% e nel 60%.

Nel 2015 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima delle variazioni del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 34%, leggermente inferiore rispetto al 2014.

Nell'anno è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €4.246 milioni (€4.471 milioni nel quarto trimestre 2015) relativa principalmente: (i) alla svalutazione di proprietà oil&gas (€4.502 milioni) che riflettono l'impatto sui valori recuperabili della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola); (ii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas (oneri di €12 milioni); (iii) alle plusvalenze nette sulle cessioni di asset non strategici (€414 milioni), principalmente in Nigeria.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi del **quarto trimestre 2015** è stata di 1,884 milioni di boe/giorno, registrando una crescita del 14,3% (1,760 milioni di boe/giorno nell'anno; +10,1%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement, la produzione registra un incremento dell'11,6% (+6,3% nell'anno) dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Venezuela, Stati Uniti e Regno Unito, delle maggiori produzioni in Libia e Iraq nonché per effetto del recupero dei crediti per investimenti vantati verso l'Iran. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. Gli avvii dell'anno e il ramp-up dei giacimenti hanno contribuito con 198 mila boe/giorno (139 mila boe/giorno su base annua). La quota di produzione estera è stata del 91% nel trimestre e 90% nell'anno (89% nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (998 mila barili/giorno) è aumentata di 130 mila barili/giorno rispetto al quarto trimestre 2014 (+15%).

La produzione di gas naturale (138 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 17 milioni di metri cubi/giorno (+14%).

Nell'anno la produzione di petrolio (908 mila barili/giorno) è aumentata di 80 mila barili/giorno, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente degli start-up e dei ramp-up e delle maggiori produzioni in Libia, Iran e Iraq. La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 13 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2014, pari al 10,8%.

Nell'anno si segnalano i seguenti avvii produttivi: (i) il giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Il livello produttivo alla fine dell'anno è stato di oltre 14 milioni di metri cubi/giorno al 100%; (ii) Kizomba Satellite Fase 2 (Eni 20%), nel blocco 15, nell'offshore dell'Angola, con un totale di circa 190 milioni di barili di olio di riserve recuperabili e un picco produttivo atteso di 70 mila barili/giorno; (iii) Cinguvu nell'ambito del progetto West Hub Development nel blocco 15/06 in Angola (Eni 35%, operatore), secondo campo a entrare in produzione dopo Sangos avviato nel 2014. I due giacimenti attualmente producono circa 50 mila barili/giorno (18 mila barili/giorno in quota Eni). Nel gennaio 2016 è stata avviata la produzione del

campo di Mpungi che sosterrà il ramp-up della produzione fino a raggiungere il plateau produttivo di 100 mila barili/giorno nel corso del 2016; (iv) Hadrian South (Eni 30%) nel Golfo del Messico con una produzione giornaliera di circa 16 mila boe/giorno in quota Eni e di Lucius (Eni 8,5%) con una produzione giornaliera stimata di circa 7 mila boe/giorno in quota Eni; (v) Nené e Litchendjili nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo; West Franklin fase 2 (Eni 21,87%) in Regno Unito, e Eldfisk 2 fase 1 (Eni 12,39%) in Norvegia.

Riserve certe di idrocarburi (dati preliminari)

		Esercizio		
		2014	2015	Var. %
Riserve certe ^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.226	3.559	10,3
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	525	518	(1,3)
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.602	6.890	4,4
<i>di cui: Italia</i>		<i>503</i>	<i>465</i>	<i>(7,6)</i>
<i>Estero</i>		<i>6.099</i>	<i>6.425</i>	<i>5,3</i>
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	1.893	2.148	13,5
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	240	292	21,7
Idrocarburi	(milioni di boe)	3.433	4.023	17,2

(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 2014		6.602
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito		947
<i>di cui:</i>		
<i>- Effetto prezzo</i>		278
Portfolio		(17)
Produzione		(642)
Riserve certe al 31 dicembre 2015		6.890
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)	145
Tasso di rimpiazzo organico		148
Tasso di rimpiazzo organico escluso l'effetto prezzo		108

Nel 2015 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 947 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 148%.

Le promozioni beneficiano di un effetto prezzo positivo di 278 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent di riferimento da 101 \$/barile nel 2014 a 54 \$/barile del 2015.

Le cessioni hanno riguardato principalmente le dismissioni relative ad alcuni asset principalmente in Nigeria.

La vita residua delle riserve è di 10,7 anni (11,3 anni nel 2014).

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione finanziaria annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2015.

Gas & Power

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs. 14	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2014	2015	Var. %
18.182	10.851	10.609	(41,7)	Ricavi della gestione caratteristica		73.434	52.096	(29,1)
(114)	(577)	(892)	..	Utile (perdita) operativo		64	(1.256)	..
(40)	(43)	96		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	132	
246	151	814		Esclusione special item:		223	998	
24	(2)	135		- svalutazioni		25	150	
(42)	94	132		- accantonamenti a fondo rischi:		(42)	226	
				- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail			226	
7	4	(1)		- oneri per incentivazione all'esodo		9	6	
247	(68)	144		- derivati su commodity		(38)	90	
(19)	9	7		- differenze e derivati su cambi		205	(9)	
29	114	397		- altro:		64	535	
				- di cui revisione stima crediti per fatture da emettere			484	
92	(469)	18	(80,4)	Utile (perdita) operativo adjusted		168	(126)	..
1	1	5		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		7	11	
12	(10)	5		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		49	(2)	
(71)	124	(64)		Imposte sul reddito ^(a)		(138)	(51)	
67,6		Tax rate (%)		61,6	..	
34	(354)	(36)	..	Utile (perdita) netto adjusted		86	(168)	..
61	36	74	21,3	Investimenti tecnici		172	154	(10,5)
				Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
8,35	7,82	9,51	13,9	Italia		34,04	38,44	12,9
15,35	12,67	12,87	(16,2)	Vendite internazionali		55,13	52,44	(4,9)
13,11	10,08	10,36	(21,0)	- Resto d'Europa		46,22	42,89	(7,2)
1,40	1,88	1,66	18,6	- Mercati extra europei		5,85	6,39	9,2
0,84	0,71	0,85	1,2	- E&P in Europa e Golfo del Messico		3,06	3,16	3,3
23,70	20,49	22,38	(5,6)	Totale Vendite Gas Mondo		89,17	90,88	1,9
				di cui:				
22,06	19,10	20,77	(5,8)	- società consolidate		81,73	84,94	3,9
0,80	0,68	0,76	(5,0)	- società collegate		4,38	2,78	(36,5)
0,84	0,71	0,85	1,2	- E&P in Europa e Golfo del Messico		3,06	3,16	3,3
9,32	9,00	9,06	(2,8)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,58	34,88	3,9

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel **quarto trimestre 2015** il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €18 milioni con un peggioramento di €74 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2014 (-80,4%). La variazione riflette i maggiori proventi a tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel quarto trimestre 2014 oltre che all'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel quarto trimestre 2015.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €814 milioni (€998 milioni nell'anno), dovuta a: (i) oneri relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni; nell'anno include anche l'importo di €138 milioni per le vendite di energia elettrica) relative a precedenti esercizi del settore Retail e a stanziamenti a fondo per gli stessi crediti per fatture da emettere (€130 milioni relativi al gas nel trimestre; nell'anno include anche €96 milioni per l'energia elettrica). La stima delle vendite nel settore retail avviene sulla base dei dati comunicati dai diversi operatori di questo mercato cui altresì compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di conguagli fino al quinto anno successivo. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento; (ii) oneri da componente valutativa dei derivati su commodity (€144 milioni nel trimestre; €90 milioni nell'esercizio); (iii) svalutazioni delle centrali power a seguito della proiezione di minori margini sulle vendite di energia elettrica e di altri asset minori (€135 milioni e €150 milioni nel quarto trimestre e nell'esercizio, rispettivamente).

Nel **2015** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €126 milioni con un peggioramento

di €294 milioni rispetto all'utile di €168 milioni del 2014 a causa dei fenomeni del trimestre.

Il settore ha chiuso l'esercizio con la perdita netta adjusted di €168 milioni con una flessione di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni conseguito nel 2014 a seguito del peggioramento gestionale e dei minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2015** le vendite di gas naturale sono state di 22,38 miliardi di metri cubi, in calo rispetto al quarto trimestre 2014 (-5,6%). Le vendite in Italia sono aumentate del 13,9% a 9,51 miliardi di metri cubi grazie a maggiori volumi spot e al segmento grossisti, parzialmente compensati dalle flessioni nei settori industriali e termoelettrico. Positivo l'andamento delle vendite al settore retail. Le vendite nei mercati europei di 9,19 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 22,5%, principalmente in Germania/Austria e Regno Unito per effetto della crescente pressione competitiva e Benelux e Francia per minori vendite spot, parzialmente compensate dalle maggiori vendite spot nella Penisola Iberica e in Turchia per effetto dei maggiori ritiri di Botas. Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei riflettono la crescita delle vendite internazionali di GNL (+18,6%).

Le vendite di gas naturale del **2015** sono state di 90,88 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 un incremento dell'1,9% rispetto al 2014 (+1,71 miliardi di metri cubi). In aumento del 12,9% le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrico a causa della competizione da altre fonti (in particolare le rinnovabili) e della debole dinamica della richiesta elettrica nella prima parte dell'anno nonché al segmento industriali a causa della pressione competitiva. Le vendite nei mercati europei di 38,28 miliardi di metri cubi sono diminuite del 9,3%, principalmente in Benelux per minori vendite spot, Germania/Austria per effetto della competizione e della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014 e Regno Unito, parzialmente compensati dalle maggiori vendite in Turchia per i maggiori ritiri di Botas. In aumento i ritiri dei long-term buyer di gas (4,61 miliardi di metri cubi; +15%).

Le vendite di **energia elettrica** di 9,06 TWh nel quarto trimestre 2015 sono in calo del 2,8% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (34,88 TWh, +3,9% su base annua) principalmente per minori vendite all'estero.

Refining & Marketing

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2014	2015	Var. %
5.593	4.584	3.875	(30,7)	Ricavi della gestione caratteristica		24.330	18.458	(24,1)
(1.388)	(371)	(529)	61,9	Utile (perdita) operativo		(2.107)	(552)	73,8
1.415	526	503		Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.576	555	
184	8	119		Esclusione special item:		466	384	
65	32	36		- oneri ambientali		111	116	
72	25	61		- svalutazioni		284	152	
(2)				- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)	(5)	
				- accantonamenti a fondo rischi			7	
(9)		6		- oneri per incentivazione all'esodo		(4)	5	
41	(60)	11		- derivati su commodity		38	72	
10		(1)		- differenze e derivati su cambi		14		
7	11	6		- altro		25	37	
211	163	93	(55,9)	Utile (perdita) operativo adjusted		(65)	387	..
(2)	(6)	(3)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(9)	(12)	
1		35		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		67	72	
(52)	(46)	(46)		Imposte sul reddito ^(a)		(34)	(165)	
24,8	29,3	36,8		Tax rate (%)		..	36,9	
158	111	79	(50,0)	Utile (perdita) netto adjusted		(41)	282	..
196	79	174	(11,2)	Investimenti tecnici		537	408	(24,0)
				Margine di raffinazione				
4,97	10,04	6,56	32,0	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	3,21	8,32	..
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,45	5,84	5,71	4,8	Lavorazioni complessive in Italia		20,50	23,10	12,7
6,63	6,51	6,40	(3,5)	Lavorazioni in conto proprio		25,03	26,41	5,5
5,30	5,75	5,65	6,6	- Italia		19,92	22,72	14,1
1,33	0,76	0,75	(43,6)	- Resto d'Europa		5,11	3,69	(27,8)
0,07	0,05	0,06	(14,3)	Lavorazioni green		0,13	0,20	53,8
2,26	2,33	2,19	(3,1)	Vendite Rete Europa		9,21	8,89	(3,5)
1,51	1,56	1,51		- Italia		6,14	5,96	(2,9)
0,75	0,77	0,68	(9,3)	- Resto d'Europa		3,07	2,93	(4,6)
3,17	3,07	2,86	(9,8)	Vendite extrarete Europa		12,17	11,67	(4,1)
1,98	2,17	1,99	0,5	- Italia		7,57	7,84	3,6
1,19	0,90	0,87	(26,9)	- Resto d'Europa		4,60	3,83	(16,7)
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 2015** il settore Refining & Marketing ha conseguito l'utile operativo adjusted di €93 milioni con un peggioramento di €118 milioni rispetto al quarto trimestre 2014 (-55,9%). La variazione è dovuta principalmente a margini commerciali particolarmente positivi nel quarto trimestre 2014 in concomitanza con una rapida discesa delle quotazioni di riferimento.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €119 milioni (una rettifica positiva di €384 milioni nell'esercizio) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€61 milioni nel trimestre e €152 milioni nel 2015), all'accantonamento di oneri ambientali (€36 milioni e €116 milioni nel trimestre e nell'esercizio, rispettivamente), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €11 milioni nel trimestre e €72 milioni nel 2015) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'utile netto adjusted del quarto trimestre 2015 di €79 milioni evidenzia una riduzione di €79 milioni rispetto al quarto trimestre 2014 per effetto del peggioramento della performance operativa solo parzialmente compensato dai maggiori proventi da partecipazioni.

Nel **2015** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €387 milioni che rappresenta un miglioramento di €452 milioni rispetto alla perdita di €65 milioni registrata nell'esercizio precedente. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che hanno consentito di ridurre il

marginale di break-even della raffinazione a circa 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.

Andamento operativo

Nel quarto trimestre 2015 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha registrato un incremento del 32% a 6,6 \$/barile (su base annua tale indicatore è più che raddoppiato) per effetto principalmente del calo della quotazione del marker Brent e per il rafforzamento relativo delle quotazioni della benzina.

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel quarto trimestre 2015 sono state di 6,40 milioni di tonnellate (26,41 milioni di tonnellate nell'anno). A struttura omogenea, escludendo l'effetto della dismissione della capacità di raffinazione in Repubblica Ceca e della fermata per conversione della raffineria di Gela, le lavorazioni del quarto trimestre sono aumentate del 5,7% (+15% nel 2015). In Italia la crescita delle lavorazioni (+6,4% e +16,4% rispettivamente nei due periodi di confronto) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dei margini di raffinazione. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia.

Le **vendite rete in Italia** di 1,51 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2015 (5,96 milioni di tonnellate nell'anno) sono in linea con lo stesso trimestre dell'anno precedente. Nel 2015 le vendite evidenziano un calo del 2,9%, concentrate sulla rete autostradale e sulla rete di punti vendita convenzionati. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,5%. Su base annua la quota di mercato del 24,5% ha registrato un calo di un punto percentuale rispetto al 2014.

Le **vendite extrarete in Italia** (1,99 milioni di tonnellate nel quarto trimestre; 7,84 milioni di tonnellate nell'anno) sono sostanzialmente stabili rispetto al quarto trimestre 2014 (+3,5% nell'anno). Le maggiori vendite di gasolio sono state interamente compensate dai minori volumi commercializzati di bunker e oli combustibili. La quota di mercato extrarete nel quarto trimestre è pari a 26,8%, mentre su base annua la quota di mercato risulta essere pari al 27,5%.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 0,68 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2015 (2,93 milioni di tonnellate nel 2015) sono diminuite del 9,3% rispetto al quarto trimestre 2014 (-4,6% su base annua) per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensata dalle maggiori vendite in Svizzera, Austria e Germania.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
22.600	14.817	13.889	(38,5)	Ricavi della gestione caratteristica	93.187	67.740	(27,3)
637	24	535	(16,0)	Altri ricavi e proventi	1.039	1.205	16,0
(19.773)	(12.726)	(12.499)	36,8	Costi operativi	(76.639)	(56.757)	25,9
(208)	(82)	(105)	49,5	Altri proventi e oneri operativi	145	(485)	..
(3.162)	(2.454)	(6.821)	..	Ammortamenti e svalutazioni	(10.147)	(14.477)	(42,7)
94	(421)	(5.001)	..	Utile (perdita) operativo	7.585	(2.774)	..
(364)	(250)	(666)	(83,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.181)	(1.497)	(26,8)
(236)	44	(370)	(56,8)	Proventi (oneri) su partecipazioni	469	124	(73,6)
(506)	(627)	(6.037)	..	Utile (perdita) prima delle imposte	6.873	(4.147)	..
(1.682)	(758)	(653)	61,2	Imposte sul reddito	(6.681)	(3.191)	52,2
..	Tax rate (%)	97,2
(2.188)	(1.385)	(6.690)	..	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.338)	..
(476)	473	(1.871)	..	Utile (perdita) netto - discontinued operations	658	(2.078)	..
(2.664)	(912)	(8.561)	..	Utile (perdita) netto	850	(9.416)	..
(2.384)	(952)	(8.460)	..	Di competenza Azionisti Eni	1.291	(8.821)	..
(2.294)	(1.425)	(6.891)	..	- continuing operations	101	(7.793)	..
(90)	473	(1.569)	..	- discontinued operations	1.190	(1.028)	..
(280)	40	(101)	63,9	Interessenze di terzi	(441)	(595)	(34,9)
106	40	201	89,6	- continuing operations	91	455	..
(386)	..	(302)	21,8	- discontinued operations	(532)	(1.050)	(97,4)
(2.294)	(1.425)	(6.891)	..	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	101	(7.793)	..
817	286	365	..	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	890	561	..
1.727	391	6.147	..	Esclusione special item	1.209	6.536	..
250	(748)	(379)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	2.200	(696)	..
525	(429)	(200)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone^(a)	3.854	336	(91,3)

(a) Misure di risultato Non-GAAP. Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino, gli special item e l'effetto delle transazioni intercompany con le discontinued operations, vedi pagine seguenti.

NON-GAAP measure

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

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Non-GAAP measures") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

In considerazione del trattamento contabile di I&C e Chimica come discontinued operations in base allo IFRS 5, il management ha introdotto ulteriori Non-GAAP measure per valutare la performance delle continuing operations. Tali misure sono l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted su base standalone che ripristinano nei risultati delle continuing operations le transazioni intercompany verso le discontinued operations in modo da ottenere una rappresentazione dei risultati delle continuing operations come se le discontinued operations fossero state deconsolidate. Un'analoga misura alternativa di performance è stata elaborata per il flusso di cassa da attività operativa delle continuing operations (flusso di cassa da attività operativa su base standalone).

(€ milioni)

2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(e)	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino ellisioni intercompany vs. DISCOP	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	(139)	(1.256)	(552)	(497)	(694)	(1.393)	(23)	(4.554)	2.087	(307)	1.780	(2.774)		(2.467)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	555			322	127	1.136	(322)		(322)	814		814
Esclusione special item:														
oneri ambientali			116	88		21		225	(21)		(21)	204		204
svalutazioni	4.502	150	152	20	591	1.375		6.790	(1.966)		(1.966)	4.824		4.824
plusvalenze nette su cessione di asset	(414)		(5)	4	1	(3)		(417)	2		2	(415)		(415)
accantonamenti a fondo rischi		226	7	(10)		(12)		211	12		12	223		223
oneri per incentivazione all'esodo	15	6	5	1	12	3		42	(15)		(15)	27		27
derivati su commodity	12	90	72		(6)	(4)		164	10	(10)		164		174
differenze e derivati su cambi	(59)	(9)				5		(63)	(5)	8	3	(60)		(68)
altro	190	535	37	25		(7)		780	7		7	787		787
Special item dell'utile (perdita) operativo	4.246	998	384	128	598	1.378		7.732	(1.976)	(2)	(1.978)	5.754		5.756
Utile (perdita) operativo adjusted	4.107	(126)	387	(369)	(96)	307	104	4.314	(211)	(309)	(520)	3.794	309	4.103
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(286)	11	(12)	(688)	(5)	10		(970)	(5)	19	14	(956)		(975)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	253	(2)	72	285	17	(3)		622	(14)		(14)	608		608
Imposte sul reddito ^(b)	(3.318)	(51)	(165)	108	(213)	(85)	(47)	(3.771)	298	(63)	235	(3.536)		(3.473)
Tax rate (%)	81,4	..	36,9	95,1				102,6		93,0
Utile (perdita) netto adjusted	756	(168)	282	(664)	(297)	229	57	195	68	(353)	(285)	(90)	353	263
<i>di cui:</i>														
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								(242)			848	606	(679)	(73) ^(c)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								437			(1.133)	(696)	1.032	336
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.821)			1.028	(7.793)		(7.793)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								782			(221)	561		561
Esclusione special item								8.476			(1.940)	6.536		6.536
Ripristino ellisioni intercompany vs. DISCOP														1.032
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								437			(1.133)	(696)		336

^(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

^(b) Escludono gli special item.

^(c) Non esprime interessenze di terzi ma il ripristino di effetti fiscali già elisi.

(€ milioni)

2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile (perdita) operativo	10.766	64	(2.107)	(518)	18	(704)	398	7.917	686	(1.018)	(332)	7.585	8.603
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.576			170	(167)	1.460	(170)		(170)	1.290	1.290
Esclusione special item:													
oneri ambientali			111	41		27		179	(27)		(27)	152	152
svoluzioni	692	25	284	14	420	96		1.531	(516)		(516)	1.015	1.015
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	3	2	45		(28)	(47)		(47)	(75)	(75)
accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		12	25			(10)	(25)		(25)	(35)	(35)
oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	(25)	5			9	(5)		(5)	4	4
derivati su commodity	(28)	(38)	38		9	3		(16)	(12)	12		(16)	(28)
differenze e derivati su cambi	6	205	14			4		229	(4)	11	7	236	225
altro	172	64	25	30		12		303	(12)		(12)	291	291
Special item dell'utile (perdita) operativo	785	223	466	75	461	187		2.197	(648)	23	(625)	1.572	1.549
Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	168	(65)	(443)	479	(347)	231	11.574	(132)	(995)	(1.127)	10.447	11.442
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(287)	7	(9)	(564)	(6)	(3)		(862)	9	30	39	(823)	(853)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	323	49	67	(156)	21	(3)		301	(18)		(18)	283	283
Imposte sul reddito ^(b)	(7.164)	(138)	(34)	311	(185)	75	(79)	(7.214)	110	(60)	50	(7.164)	(7.104)
Tax rate (%)	61,8	61,6	37,4	65,5	72,3	65,3
Utile (perdita) netto adjusted	4.423	86	(41)	(852)	309	(278)	152	3.799	(31)	(1.025)	(1.056)	2.743	3.768
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								92			451	543	(86)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.707			(1.507)	2.200	3.854
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.291			(1.190)	101	101
Esclusione (utile) perdita di magazzino								1.008			(118)	890	890
Esclusione special item								1.408			(199)	1.209	1.209
Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP													1.654
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.707			(1.507)	2.200	3.854

^(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

^(b) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOF	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo			
Utile (perdita) operativo	(3.609)	(892)	(529)	(149)	(59)	(1.379)	57	(6.560)	1.438	121	1.559	(5.001)	(5.122)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		96	503			64	(72)	591	(64)		(64)	527	527
Esclusione special item:													
oneri ambientali			36	24		(11)		49	11		11	60	60
svoluzioni	4.453	135	61	10	380	1.371		6.410	(1.751)		(1.751)	4.659	4.659
plusvalenze nette su cessione di asset	(38)			6				(32)				(32)	(32)
accantonamenti a fondo rischi		132		(1)		2		133	(2)		(2)	131	131
oneri per incentivazione all'esodo	(2)	(1)	6	1	8	1		13	(9)		(9)	4	4
derivati su commodity	(14)	144	11					141				141	141
differenze e derivati su cambi	(51)	7	(1)			(5)		(50)	5	1	6	(44)	(45)
altro	123	397	6	8	7	(3)		538	(4)		(4)	534	534
Special item dell'utile (perdita) operativo	4.471	814	119	48	395	1.355		7.202	(1.750)	1	(1.749)	5.453	5.452
Utile (perdita) operativo adjusted	862	18	93	(101)	336	40	(15)	1.233	(376)	122	(254)	979	857
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(76)	5	(3)	(242)	(1)	2		(315)	(1)	1		(315)	(316)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	100	5	35	(6)	37	(4)		167	(33)		(33)	134	134
Imposte sul reddito ^(b)	(749)	(64)	(46)	(11)	(137)	(32)	(15)	(1.054)	169	(16)	153	(901)	(885)
Tax rate (%)	84,5	..	36,8		36,8			97,1			
Utile (perdita) netto adjusted	137	(36)	79	(360)	235	6	(30)	31	(241)	107	(134)	(103)	(210)
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								124			152	276	(10)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(93)			(286)	(379)	(200)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.460)			1.569	(6.891)	(6.891)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								409			(44)	365	365
Esclusione special item								7.958			(1.811)	6.147	6.147
Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOF													179
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(93)			(286)	(379)	(200)

^(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

^(b) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP	CONTINUING OPERATIONS - su base standardone
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni Infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	1.473	(114)	(1.388)	(134)	(423)	(298)	321	(563)	721	(64)	657	94		158
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(40)	1.415			69	(189)	1.255	(69)		(69)	1.186		1.186
Esclusione special item:														
oneri ambientali			65	36		20		121	(20)		(20)	101		101
svlutazioni	509	24	72	5	420	89		1.119	(509)		(509)	610		610
plusvalenze nette su cessione di asset	(78)		(2)	4	1	45		(30)	(46)		(46)	(76)		(76)
accantonamenti a fondo rischi		(42)		5	25			(12)	(25)		(25)	(37)		(37)
oneri per incentivazione all'esodo	3	7	(9)	(28)	3	(4)		(28)	1		1	(27)		(27)
derivati su commodity	(31)	247	41		5	2		264	(7)	7		264		257
differenze e derivati su cambi	(16)	(19)	10			1		(24)	(1)	3	2	(22)		(25)
altro	172	29	7	3		10		221	(10)		(10)	211		211
Special item dell'utile (perdita) operativo	559	246	184	25	454	163		1.631	(617)	10	(607)	1.024		1.014
Utile (perdita) operativo adjusted	2.032	92	211	(109)	31	(66)	132	2.323	35	(54)	(19)	2.304	54	2.358
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(66)	1	(2)	(153)	(2)	(1)		(223)	3	8	11	(212)		(220)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	85	12	1	(376)	(6)	(3)		(287)	9		9	(278)		(278)
Imposte sul reddito ^(b)	(1.316)	(71)	(52)	127	(28)	12	(46)	(1.374)	16	(16)		(1.374)		(1.358)
Tax rate (%)	64,2	67,6	24,8	75,8	75,7	..	73,0
Utile (perdita) netto adjusted	735	34	158	(511)	(5)	(58)	86	439	63	(62)	1	440	62	502
<i>di cui:</i>														
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								(25)			215	190	(213)	(23)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								464			(214)	250	275	525
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(2.384)			90	(2.294)		(2.294)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								864			(47)	817		817
Esclusione special item								1.984			(257)	1.727		1.727
Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP														275
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								464			(214)	250		525

^(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

^(b) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni in gruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	701	(577)	(371)	(62)	153	115	102	61	(268)	(214)	(482)	(421)		(207)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(43)	526			68	(65)	486	(68)		(68)	418		418
Esclusione special item:														
oneri ambientali			32					32				32		32
svalutazioni		(2)	25	6				29				29		29
plusvalenze nette su cessione di asset	(38)			(1)	1	(3)		(41)	2		2	(39)		(39)
accantonamenti a fondo rischi		94		(11)		(14)		69	14		14	83		83
oneri per incentivazione all'esodo	7	4		(1)	2	1		13	(3)		(3)	10		10
derivati su commodity	(5)	(68)	(60)		(1)			(134)	1	(1)		(134)		(133)
differenze e derivati su cambi	12	9				(1)		20	1	(2)	(1)	19		21
altro	80	114	11	13	(7)	6		217	1		1	218		218
Special item dell'utile (perdita) operativo	56	151	8	6	(5)	(11)		205	16	(3)	13	218		221
Utile (perdita) operativo adjusted	757	(469)	163	(56)	148	172	37	752	(320)	(217)	(537)	215	217	432
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(73)	1	(6)	(144)	(1)	9		(214)	(8)	14	6	(208)		(222)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	6	(10)		18	(10)			4	10		10	14		14
Imposte sul reddito ^(b)	(760)	124	(46)	20	(63)	(41)	(9)	(775)	104	(19)	85	(690)		(671)
Tax rate (%)	29,3		46,0		
Utile (perdita) netto adjusted	(70)	(354)	111	(162)	74	140	28	(233)	(214)	(222)	(436)	(669)	222	(447)
<i>di cui:</i>														
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								24			55	79	(97)	(18)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(257)			(491)	(748)	319	(429)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(952)			(473)	(1.425)		(1.425)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								332			(46)	286		286
Esclusione special item								363			28	391		391
Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP														319
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(257)			(491)	(748)		(429)

^(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

^(b) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trim.	III trim.	IV trim.		Esercizio	
				2014	2015
4.346	1.371	4.012	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181
202	327	(5)	Ripristino elisioni intercompany vs. DISCOP	1.225	1.008
4.548	1.698	4.007	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	14.387	12.189

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
				2014	2015
121	32	49	Oneri ambientali	179	225
1.119	29	6.410	Svalutazioni	1.531	6.790
(30)	(41)	(32)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	(417)
(12)	69	133	Accantonamenti a fondo rischi	(10)	211
(28)	13	13	Oneri per incentivazione all'esodo	9	42
264	(134)	141	Derivati su commodity	(16)	164
(24)	20	(50)	Differenze e derivati su cambi	229	(63)
221	217	538	Altro	303	780
1.631	205	7.202	Special item dell'utile (perdita) operativo	2.197	7.732
31	(54)	194	Oneri (proventi) finanziari	203	281
			<i>di cui:</i>		
24	(20)	50	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(229)	63
(42)	(30)	504	Oneri (proventi) su partecipazioni	(189)	471
			<i>di cui:</i>		
(63)	(30)		- plusvalenze da cessione	(159)	(33)
(11)		489	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(38)	489
619	226	283	Imposte sul reddito	(270)	345
			<i>di cui:</i>		
954		900	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	976	900
			- altri proventi netti di imposta	(824)	
36			- adeguamento fiscalità differita su PSA	69	
		860	- svalutazione imposte differite upstream		860
(371)	226	(1.477)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(491)	(1.415)
2.239	347	8.183	Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.941	8.829
			<i>di competenza:</i>		
255	(16)	225	- interessenze di terzi	533	353
1.984	363	7.958	- azionisti Eni	1.408	8.476
			<i>di cui:</i>		
257	(28)	1.811	Totale special item discontinued operations	199	1.940
		1.986	svalutazioni per allineamento al FV		1.969
		49	derivato sulla cessione del 12,5%		49
257	(28)	(224)	altri special item netti	199	(78)

Analisi delle principali voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
6.401	5.047	4.977	(22,2)	Exploration & Production	28.488	21.436	(24,8)
18.182	10.851	10.609	(41,7)	Gas & Power	73.434	52.096	(29,1)
5.593	4.584	3.875	(30,7)	Refining & Marketing	24.330	18.458	(24,1)
420	373	391	(6,9)	Corporate e altre attività	1.429	1.468	2,7
78	81	(206)	..	Effetto eliminazione utili interni	54		
(8.074)	(6.119)	(5.757)	(28,7)	Elisioni di consolidamento	(34.548)	(25.718)	(25,6)
22.600	14.817	13.889	(38,5)		93.187	67.740	(27,3)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
19.150	12.014	11.847	(38,1)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	74.067	53.977	(27,1)
66	115	191		<i>di cui: altri special item</i>	119	438	
623	712	652	4,7	Costo lavoro	2.572	2.780	8,1
(27)	10	4		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	4	27	
19.773	12.726	12.499	(36,8)		76.639	56.757	(25,9)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
2.377	2.238	1.971	(17,1)	Exploration & Production	8.473	8.902	5,1
89	90	96	7,9	Gas & Power	335	362	8,1
75	86	87	16,0	Refining & Marketing	282	346	22,7
20	19	15	(25,0)	Corporate e altre attività	70	71	1,4
(7)	(8)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(26)	(28)	
2.554	2.425	2.162	(15,3)	Ammortamenti	9.134	9.653	5,7
608	29	4.659	..	Svalutazioni	1.013	4.824	..
3.162	2.454	6.821	..		10.147	14.477	42,7

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(447)	(2)		(3)	(452)
Dividendi	236		71	95	402
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	(47)	69	144	164
Altri proventi (oneri) netti	9	(49)	1	49	10
	(204)	(98)	141	285	124

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. 2014	30 Sett. 2015	31 Dic. 2015	Var. ass. vs. 31 Dic. 2014	Var. ass. vs. 30 Sett. 2015
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	29.281	27.776	1.885	(1.505)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.575	9.987	8.383	1.808	(1.604)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.316	19.294	19.393	77	99
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(5.432)	(5.200)	1.414	232
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.054)	(5.028)	9	26
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(381)	(685)	(130)	(304)
Indebitamento finanziario netto	13.685	18.414	16.863	3.178	(1.551)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	61.174	53.632	(8.577)	(7.542)
Leverage	0,22	0,30	0,31	0,09	0,01

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 2015

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2015 ^(a)
Eni SpA	1.908
	1.908

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

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2015 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2015 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.005	2026	fisso	1,50
Eni SpA	750	EUR	747	2024	fisso	1,75
	1.750		1.752			

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

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al lordo e al netto delle partite intercompany.

Saipem - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)				Esercizio	
IV trim.	III trim.	IV trim.		2014	2015
2014	2015	2015		2014	2015
2.964	2.796	2.817	Totale ricavi	11.644	10.277
(3.758)	(2.821)	(3.389)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(12.731)	(12.199)
(794)	(25)	(572)	Utile (perdita) operativo	(1.087)	(1.922)
110	86	159	Proventi (oneri) finanziari	116	233
(690)	51	(376)	Utile (perdita) ante imposte	(947)	(1.659)
(6)	(58)	(120)	Imposte sul reddito	(2)	(142)
(696)	(7)	(496)	Utile (perdita) netto	(949)	(1.801)
			di cui:		
(310)	(7)	(194)	- azionisti Eni	(417)	(751)
(386)		(302)	- interessenze di terzi	(532)	(1.050)
(67)	(103)	(60)	Indebitamento finanziario netto	(185)	(428)
683	(234)	19	Flusso di cassa netto da attività operativa	273	(1.226)
(222)	(136)	(162)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(684)	(456)
8	(10)		Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	126	(57)
219	139	154	Investimenti tecnici	694	561

Saipem - risultati transazioni con parti terze e Gruppo

(€ milioni)				Esercizio	
IV trim.	III trim.	IV trim.		2014	2015
2014	2015	2015		2014	2015
3.406	3.075	3.070	Totale ricavi	12.888	11.520
(3.829)	(2.922)	(3.129)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(12.870)	(12.214)
(423)	153	(59)	Utile (perdita) operativo	18	(694)
31	148	336	Utile (perdita) operativo adjusted	479	(96)
(77)	(20)	(4)	Proventi (oneri) finanziari	(661)	(205)
(506)	123	(26)	Utile (perdita) ante imposte	(619)	(869)
(6)	(58)	(120)	Imposte sul reddito	(2)	(142)
(512)	65	(146)	Utile (perdita) netto	(621)	(1.011)
			di cui:		
(231)	25	(44)	- azionisti Eni	(276)	(411)
(281)	40	(102)	- interessenze di terzi	(345)	(600)
(5)	74	235	Utile (perdita) netto adjusted	309	(297)
(706)	205	(346)	Indebitamento finanziario netto	4.424	5.390
962	(151)	499	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.197	(506)
(214)	(128)	(124)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(697)	(395)
(727)	153	(616)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(214)	354
219	139	154	Investimenti tecnici	694	561

Nel quarto trimestre 2015, Saipem ha conseguito un EBITDA di €368 milioni in crescita rispetto al quarto trimestre 2014. Nel 2015 l'EBITDA è stato di €497 milioni in netto peggioramento rispetto al 2014 dovuto alle svalutazioni, registrate nella prima metà dell'anno, dei valori di libro del capitale d'esercizio netto, essenzialmente rappresentato da lavori in corso e crediti, a causa del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services determinato dal debole scenario del settore petrolifero.

(€ milioni)				Esercizio	
IV trim.	III trim.	IV trim.	Ordini acquisiti	2014	2015
2014	2015	2015		2014	2015
749	666	916	Engineering & Construction Offshore	10.043	4.479
1.872	934	59	Engineering & Construction Onshore	6.354	1.386
178	6	6	Perforazioni mare	722	234
184	251	11	Perforazioni terra	852	416
2.983	1.857	992		17.971	6.515

Chimica - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)

IV trim.	III trim.	IV trim.		Esercizio	
2014	2015	2015		2014	2015
1.152	1.204	1.083	Totale ricavi	5.078	4.603
(1.015)	(697)	(2.070)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(3.659)	(4.461)
137	507	(987)	Utile (perdita) operativo	1.419	142
	4	(2)	Proventi (oneri) finanziari		13
134	511	(993)	Utile (perdita) ante imposte	1.416	152
86	(31)	(382)	Imposte sul reddito	191	(429)
220	480	(1.375)	Utile (perdita) netto	1.607	(277)
37	2	1	Indebitamento finanziario netto		8
357	573	484	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.675	1.948
(83)	(89)	(67)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(391)	(291)
4	1	3	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	6	7
83	52	68	Investimenti tecnici	282	220

Chimica - risultati transazioni con parti terze e Gruppo

(€ milioni)

IV trim.	III trim.	IV trim.		Esercizio	
2014	2015	2015		2014	2015
1.243	1.259	1.140	Totale ricavi	5.413	4.834
(1.541)	(1.144)	(2.519)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(6.117)	(6.227)
(298)	115	(1.379)	Utile (perdita) operativo	(704)	(1.393)
(66)	172	40	Utile (perdita) operativo adjusted	(347)	307
(7)	(6)	(11)	Proventi (oneri) finanziari	(30)	(16)
(308)	109	(1.394)	Utile (perdita) ante imposte	(737)	(1.412)
86	(31)	(382)	Imposte sul reddito	191	(429)
(222)	78	(1.776)	Utile (perdita) netto	(546)	(1.841)
(58)	140	6	Utile (perdita) netto adjusted	(278)	229
202	(76)	39	Indebitamento finanziario netto	2.535	1.452
(124)	163	9	Flusso di cassa netto da attività operativa	(474)	220
(79)	(89)	(48)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(387)	(277)
180	(46)	69	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	865	127
83	52	68	Investimenti tecnici	282	220

Su base stand alone il settore chimico Eni ha conseguito nel quarto trimestre l'utile operativo adjusted di €40 milioni (€307 milioni su base annua) con un aumento di €106 milioni rispetto alla perdita operativa di €66 milioni del quarto trimestre 2014 (+€654 milioni rispetto alla perdita operativa di €347 milioni del 2014). Tale risultato riflette le azioni di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto impiantistico, attraverso in particolare la chiusura/riconversione di siti in perdita strutturale e la fermata di linee non competitive, che hanno consentito di sfruttare al meglio la ripresa dello scenario in particolare nella filiera etilene, polietilene e stirenici. Questi ultimi hanno beneficiato della temporanea carenza di offerta, fermate non programmate di impianti e della minore competitività delle importazioni a causa della svalutazione dell'euro.

IV trim.	III trim.	IV trim.		Esercizio	
2014	2015	2015		2014	2015
			Produzioni		
				(migliaia di tonnellate)	
726	907	842	Intermedi	2.972	3.334
571	614	580	Polimeri	2.311	2.366
1.297	1.521	1.422		5.283	5.700

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2014	30 Sett. 2015	31 Dic. 2015
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614	5.432	5.200
Attività finanziarie destinate al trading	5.024	5.036	5.028
Attività finanziarie disponibili per la vendita	257	270	282
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	25.544	21.018
Rimanenze	7.555	7.642	3.905
Attività per imposte sul reddito correnti	762	757	351
Attività per altre imposte correnti	1.209	911	629
Altre attività correnti	4.385	3.588	3.639
	54.407	49.180	40.052
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	75.894	63.795
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.330	909
Attività immateriali	3.645	3.465	2.433
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.115	3.389	2.619
Altre partecipazioni	2.015	2.005	644
Altre attività finanziarie	1.022	1.085	788
Attività per imposte anticipate	5.231	5.783	4.243
Altre attività non correnti	2.773	2.445	1.548
	91.344	95.396	76.979
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	456	9	17.525
TOTALE ATTIVITÀ	146.207	144.585	134.556
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.716	6.017	5.712
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.859	3.970	2.671
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	20.576	14.477
Passività per imposte sul reddito correnti	534	500	430
Passività per altre imposte correnti	1.873	2.107	1.433
Altre passività correnti	4.489	3.764	4.703
	37.174	36.934	29.426
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.316	19.294	19.393
Fondi per rischi e oneri	15.898	16.217	15.268
Fondi per benefici ai dipendenti	1.313	1.337	1.056
Passività per imposte differite	7.847	7.651	6.852
Altre passività non correnti	2.285	1.978	1.852
	46.659	46.477	44.421
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	165		7.077
TOTALE PASSIVITÀ	83.998	83.411	80.924
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	2.455	2.019	1.916
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(297)	(477)
Altre riserve	57.343	57.829	59.030
Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(2.020)	(1.440)	(1.440)
Utile (perdita) netto	1.291	(361)	(8.821)
Totale patrimonio netto di Eni	59.754	59.155	51.716
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.209	61.174	53.632
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.207	144.585	134.556

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
				2014	2015
22.600	14.817	13.889	RICAVI		
637	24	535	Ricavi della gestione caratteristica	93.187	67.740
23.237	14.841	14.424	Altri ricavi e proventi	1.039	1.205
			Totale ricavi	94.226	68.945
19.150	12.014	11.847	COSTI OPERATIVI		
623	712	652	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	74.067	53.977
(208)	(82)	(105)	Costo lavoro	2.572	2.780
3.162	2.454	6.821	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	145	(485)
94	(421)	(5.001)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	10.147	14.477
			UTILE (PERDITA) OPERATIVO	7.585	(2.774)
138	1.207	1.517	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
(690)	(1.741)	(1.979)	Proventi finanziari	5.672	8.576
2	(5)	(9)	Oneri finanziari	(7.042)	(10.064)
186	289	(195)	Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3
(364)	(250)	(666)	Strumenti finanziari derivati	165	(12)
				(1.181)	(1.497)
(15)	(57)	(439)	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(221)	101	69	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	104	(452)
(236)	44	(370)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	365	576
(506)	(627)	(6.037)		469	124
(1.682)	(758)	(653)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	6.873	(4.147)
(2.188)	(1.385)	(6.690)	Imposte sul reddito	(6.681)	(3.191)
(476)	473	(1.871)	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.338)
(2.664)	(912)	(8.561)	Utile (perdita) netto - discontinued operations	658	(2.078)
			Utile (perdita) netto	850	(9.416)
(2.294)	(1.425)	(6.891)	Di competenza Azionisti Eni:		
(90)	473	(1.569)	- continuing operations	101	(7.793)
(2.384)	(952)	(8.460)	- discontinued operations	1.190	(1.028)
				1.291	(8.821)
106	40	201	Interessenze di terzi		
(386)	0	(302)	- continuing operations	91	455
(280)	40	(101)	- discontinued operations	(532)	(1.050)
				(441)	(595)
(0,66)	(0,26)	(2,35)	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(0,66)	(0,26)	(2,35)	- semplice	0,36	(2,45)
			- diluito	0,36	(2,45)
(0,64)	(0,40)	(1,91)	Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(0,64)	(0,40)	(1,91)	- semplice	0,03	(2,16)
			- diluito	0,03	(2,16)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2014	2015
Utile (perdita) netto dell'esercizio	850	(9.416)
Componenti non riclassificabili a conto economico	(57)	15
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti</i>	(82)	35
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti</i>	3	
<i>Effetto fiscale</i>	22	(20)
Componente riclassificabili a conto economico	4.805	4.331
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	5.008	4.534
<i>Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita</i>	(77)	
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(167)	(256)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	7	(4)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	4	(9)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	30	66
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	4.748	4.346
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	5.598	(5.070)
di competenza:		
Azionisti Eni	5.996	(4.541)
- continuing operations	4.779	(3.567)
- discontinued operations	1.217	(974)
Interessenze di terzi	(398)	(529)
- continuing operations	94	456
- discontinued operations	(492)	(985)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2013	61.049
Totale utile (perdita) complessivo	5.598
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(49)
Diritti decaduti stock option	(7)
Acquisto azioni Eni	(380)
Altre variazioni	4
Totale variazioni	1.160
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2014	62.209
Totale utile (perdita) complessivo	(5.070)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(21)
Versamento terzi azionisti	1
Altre variazioni	(30)
Totale variazioni	(8.577)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2015	53.632
di competenza:	
- azionisti Eni	51.716
- interessenze di terzi	1.916

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
(2.188)	(1.385)	(6.690)		2014	2015
			Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.338)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.554	2.425	2.162	Ammortamenti	9.134	9.653
608	29	4.659	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.013	4.824
15	57	439	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(104)	452
6	(97)	(125)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(99)	(559)
(96)	(60)	(120)	Dividendi	(384)	(402)
(49)	(37)	(39)	Interessi attivi	(162)	(152)
186	160	168	Interessi passivi	687	667
1.682	758	653	Imposte sul reddito	6.681	3.191
753	156	471	Altre variazioni	864	588
			Variazioni del capitale di esercizio:		
1.209	(67)	1.033	- rimanenze	1.557	1.233
(927)	2.268	993	- crediti commerciali	1.969	4.918
1.085	(1.397)	48	- debiti commerciali	(1.520)	(2.373)
(372)	44	349	- fondi per rischi e oneri	(218)	76
1.259	(523)	823	- altre attività e passività	360	775
2.254	325	3.246	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	2.148	4.629
1	23	(11)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	12	2
164	59	221	Dividendi incassati	601	544
36	31	26	Interessi incassati	107	79
(235)	(139)	(151)	Interessi pagati	(857)	(691)
(1.345)	(934)	(897)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.671)	(4.306)
4.346	1.371	4.012	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181
1.040	339	503	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	1.948	722
5.386	1.710	4.515	Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110	11.903
			Investimenti:		
(3.164)	(2.146)	(2.720)	- attività materiali	(10.685)	(10.619)
(469)	(270)	(183)	- attività immateriali	(1.555)	(937)
			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)	
(124)	(63)	(57)	- partecipazioni	(372)	(228)
(164)	(32)	(71)	- titoli	(77)	(201)
(591)	(125)	(536)	- crediti finanziari	(1.289)	(1.103)
382	(274)	(622)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	669	(1.058)
(4.130)	(2.910)	(4.189)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(13.345)	(14.146)
			Disinvestimenti:		
88	13	(31)	- attività materiali	97	373
8	28	37	- attività immateriali	8	86
	38	2	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		73
357	182	1.345	- partecipazioni	3.579	1.726
8	1	7	- titoli	57	18
233	102	158	- crediti finanziari	506	533
104	65	27	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	155	160
798	429	1.545	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	4.402	2.969
(3.332)	(2.481)	(2.644)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(8.943)	(11.177)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
				2014	2015
388	985	387	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.916	3.376
(905)	(88)	(1.612)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.751)	(4.466)
(316)	1.272	19	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	207	3.216
(833)	2.169	(1.206)		(628)	2.126
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	1
(35)	(1.417)	(23)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(4.006)	(3.457)
(1)	(18)		Dividendi pagati ad altri azionisti	(49)	(21)
(88)			Acquisto di azioni proprie	(380)	
(957)	734	(1.229)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.062)	(1.351)
		(11)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	2	(13)
		(863)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	76	(776)
46	3				
1.143	(34)	(232)	Flusso di cassa netto del periodo	1.183	(1.414)
5.471	5.466	5.432	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.431	6.614
6.614	5.432	5.200	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.614	5.200

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
				2014	2015
(510)	52	(377)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(414)	(300)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015		Esercizio	
				2014	2015
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
			Attività correnti	96	
			Attività non correnti	265	
			Disponibilità finanziarie nette	(19)	
			Passività correnti e non correnti	(291)	
			Effetto netto degli investimenti	51	
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(15)	
			Totale prezzo di acquisto	36	
			a dedurre:		
			Disponibilità liquide ed equivalenti		
			Flusso di cassa degli investimenti	36	
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
5	37		Attività correnti	5	44
2	106		Attività non correnti	2	125
	(60)		Indebitamento finanziario netto		(77)
(2)	(39)		Passività correnti e non correnti	(2)	(45)
5	44		Effetto netto dei disinvestimenti	5	47
	(34)		Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(34)
(5)	33	2	Plusvalenza/misvalenza per disinvestimenti	(5)	66
	43	2	Totale prezzo di vendita		79
			a dedurre:		
	(5)		Disponibilità liquide ed equivalenti		(6)
	38	2	Flusso di cassa dei disinvestimenti		73

Investimenti tecnici

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
3.124	2.185	2.254	(27,8)	Exploration & Production	10.524	10.234	(2,8)
414	246	127	(69,3)	- <i>ricerca esplorativa</i>	1.398	820	(41,3)
2.672	1.923	2.097	(21,5)	- <i>sviluppo</i>	9.021	9.341	3,5
38	16	30	(21,1)	- <i>altro</i>	105	73	(30,5)
61	36	74	21,3	Gas & Power	172	154	(10,5)
196	79	174	(11,2)	Refining & Marketing	537	408	(24,0)
39	17	32	(17,9)	Corporate e altre attività	113	64	(43,4)
(89)	(92)	147		Elisioni di consolidamento	(82)	(85)	
3.331	2.225	2.681	(19,5)	Investimenti tecnici - continuing operations	11.264	10.775	(4,3)

Nel 2015 gli investimenti tecnici di €10.775 milioni (€11.264 milioni nel 2014) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakhstan, Congo, Indonesia, Italia e Stati Uniti, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Egitto, Libia, Cipro, Gabon, Congo, Stati Uniti, Regno Unito ed Indonesia;
- l'attività di raffinazione (€282 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€126 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni).

Dettaglio investimenti settore Exploration & Production per area geografica

(€ milioni)

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015	Var.% IV trim. 15 vs 14		Esercizio		
					2014	2015	Var. %
242	154	160	(33,9)	Italia	923	727	(21,2)
559	293	322	(42,4)	Resto d'Europa	1.783	1.447	(18,8)
364	377	363	(0,3)	Africa Settentrionale	1.071	1.867	74,3
1.195	718	694	(41,9)	Africa Sub-Sahariana	3.754	3.219	(14,3)
169	217	225	33,1	Kazakhstan	527	842	59,8
310	257	387	24,8	Resto dell'Asia	1.277	1.407	10,2
226	162	103	(54,4)	America	1.064	694	(34,8)
59	7		(100,0)	Australia e Oceania	125	31	(75,2)
3.124	2.185	2.254	(27,8)		10.524	10.234	(2,8)

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015			Esercizio	
					2014	2015
1.648	1.703	1.884	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.598	1.760
182	168	169	Italia		179	169
196	182	192	Resto d'Europa		190	185
590	647	684	Africa Settentrionale		567	662
339	336	343	Africa Sub-Sahariana		325	341
85	82	100	Kazakhstan		88	95
97	117	201	Resto dell'Asia		98	135
131	148	170	America		125	147
28	23	25	Australia e Oceania		26	26
143,3	149,8	166,2	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	549,5	614,1

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015			Esercizio	
					2014	2015
868	868	998	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	828	908
76	71	69	Italia		73	69
93	83	85	Resto d'Europa		93	85
266	261	290	Africa Settentrionale		252	272
247	254	258	Africa Sub-Sahariana		231	256
49	49	57	Kazakhstan		52	56
42	58	148	Resto dell'Asia		37	78
90	88	87	America		84	87
5	4	4	Australia e Oceania		6	5

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014	III trim. 2015	IV trim. 2015			Esercizio	
					2014	2015
121	130	138	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	120	133
16	15	16	Italia		17	16
16	16	17	Resto d'Europa		15	16
50	60	61	Africa Settentrionale		49	61
14	13	13	Africa Sub-Sahariana		15	13
6	5	7	Kazakhstan		6	6
9	9	8	Resto dell'Asia		9	9
6	9	13	America		6	9
4	3	3	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 (11,5 e 11,6 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2015 e 2014, rispettivamente, 11,2 e 12,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2015 e 2014, rispettivamente e 11 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2015).

Gas & Power

(miliardi di metri cubi)

IV trim.	III trim.	IV trim.	Var.% IV		Esercizio		
2014	2015	2015	trim. 15		2014	2015	Var. %
			vs 14				
8,35	7,82	9,51	13,9	ITALIA	34,04	38,44	12,9
1,14	0,50	1,36	19,3	- Grossisti	4,05	4,19	3,5
2,33	3,89	3,45	48,1	- PSV e borsa	11,96	16,35	36,7
1,36	1,11	1,04	(23,5)	- Industriali	4,93	4,66	(5,5)
0,40	0,23	0,43	7,5	- PMI e terziario	1,60	1,58	(1,3)
0,30	0,28	0,16	(46,7)	- Termoelettrici	1,42	0,88	(38,0)
1,39	0,30	1,52	9,4	- Residenziali	4,46	4,90	9,9
1,43	1,51	1,55	8,4	- Autoconsumi	5,62	5,88	4,6
15,35	12,67	12,87	(16,2)	VENDITE INTERNAZIONALI	55,13	52,44	(4,9)
13,11	10,08	10,36	(21,0)	Resto d'Europa	46,22	42,89	(7,2)
1,25	1,20	1,17	(6,4)	- Importatori in Italia	4,01	4,61	15,0
11,86	8,88	9,19	(22,5)	- Mercati europei	42,21	38,28	(9,3)
1,32	1,26	1,55	17,4	<i>Penisola Iberica</i>	5,31	5,40	1,7
1,95	2,29	0,96	(50,8)	<i>Germania/Austria</i>	7,44	5,82	(21,8)
3,03	1,68	1,74	(42,6)	<i>Benelux</i>	10,36	7,94	(23,4)
0,54	0,10	0,57	5,6	<i>Ungheria</i>	1,55	1,58	1,9
0,65	0,38	0,43	(33,8)	<i>Regno Unito</i>	2,94	1,96	(33,3)
1,94	1,83	2,06	6,2	<i>Turchia</i>	7,12	7,76	9,0
2,27	1,04	1,73	(23,8)	<i>Francia</i>	7,05	7,11	0,9
0,16	0,30	0,15	(6,3)	<i>Altro</i>	0,44	0,71	61,4
1,40	1,88	1,66	18,6	Mercati extra europei	5,85	6,39	9,2
0,84	0,71	0,85	1,2	E&P in Europa e Golfo del Messico	3,06	3,16	3,3
23,70	20,49	22,38	(5,6)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	89,17	90,88	1,9

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2015 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €1.879 milioni (€4.510 milioni nel 2014, risultato riesposti a seguito delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015). Le partecipazioni in Saipem SpA e Versalis SpA in dismissione sono rappresentati nei conti del Bilancio di esercizio 2015 come "discontinued operations" e i relativi valori di carico sono stati allineati, ove inferiori, al relativo fair value. L'utile netto delle continuing operations di €3.665 milioni si decrementa di €1.391 milioni per effetto essenzialmente: i) degli oneri netti della G&P relativi alla riduzione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia elettrica relative a precedenti esercizi del Retail e a stanziamenti a fondo rischi per gli stessi crediti per fatture da emettere; ii) del peggioramento del risultato operativo dovuto al continuo deterioramento dello scenario energetico che ha ridotto i risultati della Exploration & Production e il valore delle scorte di greggio e prodotti valorizzate ai prezzi correnti. Tali effetti sono in parte compensati: i) dalla crescita dei risultati della R&M dovuti al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie; ii) dalle azioni di ristrutturazione e di efficienza costi intraprese.

Conto economico

(€ milioni)

	Esercizio		Var. %
	2014 (*)	2015	
Ricavi della gestione caratteristica	42.364	33.653	(20,6)
Altri ricavi e proventi	360	337	(6,4)
Costi operativi	(42.748)	(34.383)	(19,6)
Altri proventi e oneri operativi	(79)	(622)	..
Ammortamenti e svalutazioni	(1.282)	(1.042)	(18,7)
Utile (perdita) operativa	(1.385)	(2.057)	48,5
Proventi (oneri) finanziari netti	(142)	(431)	..
Proventi netti su partecipazioni	6.101	6.684	9,6
Utile (perdita) prima delle imposte	4.574	4.196	(8,3)
Imposte sul reddito	482	(531)	..
Utile (perdita) netto dell'esercizio - continuing operations	5.056	3.665	(27,5)
Utile (perdita) netto dell'esercizio - discontinued operations	(546)	(1.786)	..
Utile (perdita) netto	4.510	1.879	(58,3)

Stato patrimoniale

(€ milioni)

	31 Dic. 2014 (*)	31 Dic. 2015	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	7.605	7.503	(102)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.530	899	(631)
Attività immateriali	1.208	1.203	(5)
Partecipazioni	32.196	32.873	677
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.147	7.635	3.488
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(319)	(285)	34
	46.367	49.828	3.461
Capitale di esercizio netto	2.884	(1.241)	(4.125)
Fondi per benefici ai dipendenti	(382)	(366)	16
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	14	(15)	(29)
CAPITALE INVESTITO NETTO	48.883	48.206	(677)
Patrimonio netto	40.303	38.531	(1.772)
Indebitamento finanziario netto	8.580	9.675	1.095
COPERTURE	48.883	48.206	(677)

(*) Dati 2014 riesposti per tener conto degli effetti delle "discontinued operations" e delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.