



Roma
1 marzo 2017

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

Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2016

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2016 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlights e outlook

Upstream

- Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione: scoperte risorse per 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di 0,6 \$/boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano a 3,4 miliardi di boe, per un costo unitario di 1 \$/boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove promettenti licenze
- Ceduto il 40% di Zohr, confermando la validità del "dual exploration model"
- Sale al 193% il tasso di rimpiazzo organico delle riserve nel 2016, record storico per la società. Il tasso di rimpiazzo rimane eccellente, pari al 139%, anche considerando pro-forma la cessione del 40% di Zohr
- Kashagan e Goliat in produzione
- Produzione 2016: 1,76 milioni di barili/giorno su base annua, in linea con il 2015 nonostante il fermo in Val d'Agri; 1,86 milioni di barili/giorno nel trimestre (-1,5%)
- Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik - Indonesia, OCTP oil - Ghana e Zohr - Egitto). Il progetto East Hub in Angola è stato avviato lo scorso febbraio con cinque mesi di anticipo rispetto alle previsioni. Questi progetti, unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla crescita della generazione di cassa 2017 e anni successivi
- Superati i target di efficienza E&P: costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe rispetto a 7,2 \$/boe nel 2015

G&P

- Confermato il target di breakeven strutturale nel 2017 grazie anche alla rinegoziazione di contratti gas e alla riduzione dei costi di logistica già conseguite

R&M e Chimica

- Margine di raffinazione di breakeven ridotto a 4,2 \$/barile (dai 5,2 del 2015)
- Progetti green refinery in linea con i programmi
- Ebit¹ Chimica a €300 milioni nel 2016 conferma il progresso nella ristrutturazione del business

Risultati Consolidati²

- Forte generazione di cassa operativa nel quarto trimestre per €3,2 miliardi
- Flusso di cassa operativo³ normalizzato ad anno intero pari a €8,3 miliardi in grado di finanziare il 95% dei capex⁴ in uno scenario Brent a 44 \$/barile
- Migliorate le prospettive di crescita organica della produzione per i prossimi quattro anni pur avendo ridotto del 19% i capex 2016 vs. 2015
- Tutti i business mid e downstream hanno conseguito nell'anno una generazione di cassa positiva
- Utile operativo adjusted del quarto trimestre pari a €1,29 miliardi, +103% rispetto al quarto trimestre 2015
- Utile operativo adjusted dell'anno pari a €2,32 miliardi, in flessione di €2,17 miliardi (-48%) dovuti principalmente allo scenario (-€3,3 miliardi) e alla Val d'Agri. I minori costi e le azioni di efficienza e di sviluppo messe in atto per contrastare lo scenario hanno portato un beneficio di €1,7 miliardi
- Utile netto adjusted del quarto trimestre pari a €0,46 miliardi sostenuto dalla robusta ripresa dell'E&P. Risultato netto adjusted dell'anno sostanzialmente a breakeven (-€0,34 miliardi)
- Dismissioni nell'anno per €2,6 miliardi, pari a circa il 40% dell'obiettivo per gli anni 2016-2019 (€7 miliardi)
- Indebitamento finanziario netto ridotto a €14,8 miliardi per un corrispondente leverage di 0,28. Leverage proforma inclusa la dismissione del 40% di Zohr a 0,24

Dividendo 2016: €0,80 di cui €0,40 già pagati come acconto

¹ Utile operativo adjusted.

² Nel presente comunicato stampa, ai fini di un confronto omogeneo, i risultati adjusted delle continuing operations dei comparative periods 2015 sono esposti su base standalone escludendo cioè il contributo di Saipem. Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa. I risultati adjusted e quelli su base standalone sono misure di risultato Non-GAAP illustrate a pag. 25.

³ Flusso di cassa netto da attività operativa. Per la spiegazione degli effetti di normalizzazione v. pag. 15 nella sezione "Rendiconto Finanziario Riclassificato".

⁴ Dato inclusivo degli effetti sui capex della cessione del 40% di Zohr, v. pag. 15.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Con questo bilancio si chiude un triennio durante il quale Eni ha completato un processo di profondo cambiamento che ha consentito di affrontare un contesto tra i più difficili nella storia dell'industria oil&gas, rilanciando le prospettive di crescita e preservando la solidità patrimoniale del gruppo. Le prospettive di crescita sono basate sugli importanti risultati che abbiamo ottenuto: la produzione di 1,86 milioni di barili/giorno dell'ultimo trimestre, il rimpiazzo record delle riserve certe, una serie importante di nuovi progetti a elevato valore che contribuiranno a una crescita produttiva media del 3% nel prossimo quadriennio e l'avanzata ristrutturazione dei business mid-downstream. Abbiamo nel contempo preservato la solidità patrimoniale, mantenendo il debito ed il leverage a livelli di assoluta sostenibilità. In particolare Eni è stata l'unica major a ridurre il leverage nel periodo 2014-2016. Su queste basi proporremo alla prossima Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €0,8 per azione sul risultato 2016 e confermiamo per il futuro la nostra politica di remunerazione crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.”

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2015	2016	Var. %
634	258	1.286	102,8	Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)	4.486	2.315	(48,4)	
(301)	(484)	459	..	Utile (perdita) netto adjusted ^(b)	803	(340)	..	
3.964	1.325	3.248	(18,1)	Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b)	12.155	7.673	(36,9)	
(8.454)	(562)	340	104,0	Utile (perdita) netto delle continuing operations	(7.952)	(1.051)	..	
(2,35)	(0,16)	0,09		- per azione (€) ^(c)	(2,21)	(0,29)		
(5,15)	(0,36)	0,19		- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	(4,91)	(0,64)		
(8.723)	(562)	340	103,9	Utile (perdita) netto di Gruppo	(8.778)	(1.464)	..	
(2,42)	(0,16)	0,09		- per azione (€) ^(c)	(2,44)	(0,41)		
(5,30)	(0,36)	0,19		- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	(5,42)	(0,91)		

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Da continuing operations. I risultati dei periodi di confronto 2015 sono calcolati su base standalone cioè escludendo l'effetto dell'elisione dei costi delle transazioni intercompany verso il settore Ingegneria & Costruzioni, il cui controllo è stato oggetto di cessione nel gennaio 2016, rappresentato in base alle disposizioni dello IFRS 5 come "discontinued operations".

(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.

Risultati adjusted

Nel **quarto trimestre 2016** l'utile operativo adjusted di €1,29 miliardi ha registrato un'inversione di tendenza rispetto ai precedenti trimestri con un incremento del 103% (+€0,65 miliardi) rispetto al quarto trimestre 2015, beneficiando principalmente della performance della E&P che con €1,4 miliardi di EBIT ha più che raddoppiato il risultato rispetto al quarto trimestre 2015 (+€0,8 miliardi). Tale trend riflette innanzi tutto l'effetto delle azioni di efficienza e ottimizzazione (+€0,7 miliardi) e solo marginalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+13,2% per il riferimento Brent) che non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked. I minori proventi non ricorrenti della G&P compensano parzialmente l'effetto complessivo.

In peggioramento il settore G&P penalizzato dallo scenario negativo in particolare nel GNL e da minori proventi non ricorrenti/maggiori oneri operativi con una perdita operativa adjusted di €72 milioni, rispetto all'utile operativo adjusted di €18 milioni del quarto trimestre 2015. In flessione anche il risultato del settore R&M e Chimica (-€59 milioni, pari al 44%) per effetto della maggiore pressione competitiva, di uno scenario margini di raffinazione e delle commodity meno favorevole e dell'impatto del fermo dell'impianto EST a causa di un evento occorso ad inizio dicembre. Tali effetti negativi sono stati attenuati dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione.

Dopo cinque trimestri di downturn petrolifero, il quarto trimestre 2016 ritorna in utile con €0,46 miliardi (una perdita di €0,3 miliardi nel quarto trimestre 2015). Il miglioramento beneficia del recupero della performance operativa e della sensibile riduzione del tax rate adjusted al 58% (era circa il 168% nel quarto trimestre 2015).

Nel **2016** l'utile operativo adjusted di €2,32 miliardi ha evidenziato una riduzione del 48% (-€2,2 miliardi). La variazione è dovuta per €3,3 miliardi alla flessione dello scenario prezzi delle commodity e per €0,6 miliardi al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri e ai minori proventi non ricorrenti in G&P. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1,7 miliardi.

Il risultato netto adjusted dell'esercizio 2016 è negativo per €0,34 miliardi con un peggioramento di

€1,14 miliardi rispetto al 2015 che chiudeva con l'utile di €0,8 miliardi. Tale peggioramento riflette la flessione della redditività operativa, la riduzione del contributo delle joint venture valutate all'equity riconducibile allo scenario, nonché l'incremento del tax rate (circa 38 punti percentuali). Quest'ultimo riflette: i) il tax rate superiore al 100% rilevato nei primi nove mesi dell'anno determinato dal debole scenario petrolifero che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti PSA, che più resilienti in scenari decrescenti sono però caratterizzati da tax rate più elevati; ii) la classificazione fra gli special item dei reversal delle differite attive svalutate nell'esercizio precedente.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

L'indebitamento finanziario netto⁵ al 31 dicembre 2016 è pari a €14,78 miliardi con una riduzione di €2,09 miliardi rispetto al 2015. Tale variazione si determina per effetto del **flusso di cassa netto da attività operativa** di €7,67 miliardi, del closing dell'operazione Saipem con un incasso netto di €5,2 miliardi e delle altre dismissioni per €0,6 miliardi (partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders e attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa). Questi flussi positivi sono stati parzialmente compensati dai fabbisogni per investimenti tecnici dell'anno (€9,2 miliardi) e dal pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€2,88 miliardi) relativi al saldo dividendo 2015 e all'acconto dividendo 2016. Sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto a fine esercizio hanno inciso inoltre le altre variazioni nette per attività di investimento (+€0,3 miliardi) e la riclassifica degli attivi finanziari della compagnia assicurativa di Gruppo (+0,57 miliardi) a deduzione della posizione finanziaria netta per effetto del venir meno del vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche, al netto della variazione negativa del fair value dei titoli held for trading (-€0,3 miliardi). Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inciso il maggiore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €1 miliardo). Al netto dell'effetto Val d'Agri sul cash flow (€0,2 miliardi), della riclassifica di €0,3 miliardi di crediti da investimento a commerciali e includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr sul circolante (+€0,1 miliardi), il cash flow normalizzato si ridetermina in €8,3 miliardi consentendo di autofinanziare circa il 95% degli investimenti 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione del 40% di Zohr (€0,5 miliardi).

Rispetto al 30 settembre 2016, l'indebitamento finanziario netto evidenzia una riduzione di €1,23 miliardi dovuta alla robusta generazione di cassa del trimestre di €3,25 miliardi, in grado di generare un surplus dopo la copertura degli investimenti del periodo (€2,25 miliardi). Il maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al terzo trimestre è stato di circa €700 milioni.

Il leverage⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è diminuito a 0,28 al 31 dicembre 2016 rispetto a 0,29 al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente della flessione dell'indebitamento finanziario netto, che è stata in grado di assorbire la riduzione di €4 miliardi del total equity causata dalla perdita d'esercizio, dal deconsolidamento delle minority Saipem e dalla distribuzione dei dividendi agli azionisti Eni. Rispetto al 30 settembre 2016, l'importante recupero del leverage consolidato da 0,32 a 0,28 è dovuto alla notevole generazione di cassa del quarto trimestre e all'incremento del total equity dovuto alla rilevazione di un risultato positivo e alle differenze positive di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (circa €2,3 miliardi).

Dividendo 2016

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, che si terrà in un'unica convocazione il 13 aprile 2017, la distribuzione di un dividendo di €0,80 per azione⁷ (€0,80 nel 2015) di cui €0,40 distribuiti nel settembre 2016 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,40 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 26 aprile 2017 con stacco cedola il 24 aprile 2017.

⁵ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

⁶ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pagg. 25 e seguenti del presente comunicato stampa.

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

Operazione Zohr

Nell'ambito della strategia Eni di "dual exploration" che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore e di ridurre l'esposizione agli investimenti di sviluppo, sono stati firmati due accordi con compagnie petrolifere internazionali di primario standing per la cessione di una quota complessiva del 40% della scoperta giant Zohr nel blocco operato di Shoruk (Eni 100%) in Egitto. Gli accordi hanno efficacia economica dal 1 gennaio 2016 e prevedono il rimborso a Eni degli investimenti sostenuti nel periodo e fino al closing. Ai nuovi partner è attribuita l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle stesse condizioni dell'accordo. La prima delle due transazioni ha ottenuto il closing nel febbraio 2017 grazie all'ottenimento delle autorizzazioni da parte del governo egiziano; la seconda è prevista perfezionarsi entro la metà del 2017. Il valore dell'operazione all'1/1/2017 è pari a circa €2 miliardi che comprende il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016.

Sviluppi di business:

2017

- febbraio: avviata, in anticipo di 5 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time to market tra i migliori del settore, la produzione del campo di Cabaça South East, dell'East Hub Development Project, nel Blocco 15/06 del deep offshore angolano. La produzione del Blocco 15/06 è prevista raggiungere il picco dei 150.000 barili/giorno nel 2017.
- gennaio: perforato con successo il primo pozzo di delineazione della scoperta Merakes nell'ambito del Production Sharing Contract (PSC) di East Sepinggan. La scoperta, situata a 35 km dal campo Jangkrik di prossimo avvio, operato da Eni, ha un potenziale stimato in circa 57 miliardi di metri cubi di gas in posto e un potenziale addizionale attualmente in fase di studio.
- gennaio: scoperta a olio e gas nelle licenze PL128/128D nel Mare di Norvegia in prossimità della FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) di Norne con volumi di olio in posto stimati tra 70 e 200 milioni di barili. La scoperta rientra nella strategia Eni di esplorazione near field che permette in caso di successo la veloce messa in produzione delle riserve grazie alle sinergie con infrastrutture esistenti.
- gennaio: aggiudicate tre nuove licenze esplorative nell'APA Round Norvegese.
- gennaio: firmato un Memorandum of Understanding con le Autorità nigeriane per lo sviluppo del potenziale minerario del Paese. L'accordo prevede anche la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt, nonché il raddoppio della capacità di generazione della centrale a ciclo combinato Okpai IPP.

2016

- novembre: firmati quattro accordi in Bahrein con le compagnie di stato per la valutazione del potenziale minerario di aree esplorative e per lo studio del giacimento Awali.
- ottobre: firmato in Mozambico tra i partner dell'Area 4 (Eni East Africa, joint operation tra Eni e CNPC, Galp, Kogas e ENH) e BP l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. L'accordo, ratificato dal Governo del Mozambico, rappresenta uno sviluppo fondamentale per l'ottenimento della decisione finale di investimento (FID) del progetto, cui l'accordo con BP è vincolato. In febbraio le autorità del Paese avevano approvato la prima fase dello sviluppo di Coral per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- ottobre: riavviata la produzione del giacimento giant Kashagan grazie al completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate che avevano costretto il consorzio a interrompere l'attività alla fine del 2013. La produzione ha ottenuto il target iniziale di produzione di 185 mila barili/giorno, cui seguirà una fase di ramp-up fino al livello di 370 mila barili/giorno atteso entro il 2017.
- settembre: riavviata con successo l'attività esplorativa in Tunisia con la scoperta Larich Est. Il pozzo, che è stato testato con una capacità erogativa di circa 2 mila barili/giorno, è stato prontamente allacciato alle facility di produzione della concessione MLD nell'ambito della strategia esplorativa near-field.

- settembre: raggiunta la produzione di 20 milioni di metri cubi di gas/giorno nel giacimento Nooros in Egitto (corrispondenti a 128 mila boe/d, 67 mila in quota Eni). Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta del giacimento e in anticipo rispetto alle previsioni, grazie al successo degli ultimi pozzi esplorativi perforati nell'area di Nooros e dalla perforazione di nuovi pozzi di sviluppo. La produzione corrente è assicurata da 7 pozzi. Si prevede che il campo possa raggiungere la capacità produttiva massima di circa 160 mila boe/giorno. Nooros è un importante successo della strategia esplorativa near-field di Eni. Inoltre, grazie al contesto maturo e alla natura convenzionale del progetto, la produzione presenta costi tra i più bassi del portafoglio di Eni.
- settembre: rivisto al rialzo il potenziale del campo Baltim South West nell'offshore convenzionale dell'Egitto, che è ora stimato contenere oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La revisione avviene a seguito dei risultati della perforazione del primo pozzo di delineazione, che ha fatto seguito al pozzo di scoperta Baltim South West 1X. Il giacimento è situato in prossimità del campo in produzione di Nooros e va ad incrementare il significativo potenziale a gas della cosiddetta "Great Nooros Area" che viene ora stimato a 86 miliardi di metri cubi di gas in posto. Di questi, circa 58 appartengono al giacimento di Nooros, mentre il rimanente alla nuova scoperta, indipendente, di Baltim South West.
- settembre: perforato con successo il pozzo di appraisal Zohr 5x, situato 12 chilometri a sud ovest del pozzo di scoperta a una profondità d'acqua di 1.538 metri. Il pozzo ha confermato il potenziale complessivo del giacimento a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto, erogando in fase di test oltre 1,5 milioni di metri cubi/giorno, limite imposto dalle infrastrutture di superficie. Lo sviluppo di Zohr è stato sanzionato dalle competenti Autorità egiziane nel febbraio 2016. E' prevista la perforazione di un sesto pozzo in vista dello start-up accelerato della produzione a fine 2017.
- marzo: avvio del giacimento Goliat, primo sviluppo nel Mare di Barents, nella licenza PL229. L'estrazione del greggio avviene attraverso la più grande e sofisticata unità galleggiante di produzione e stoccaggio cilindrica (FPSO) al mondo. La produzione ha raggiunto il target di 100 mila barili/giorno (65 mila in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio.
- nell'anno acquisiti nuovi titoli esplorativi per circa 10.500 chilometri quadrati netti, principalmente in Egitto, Ghana, Marocco, Montenegro, Norvegia e Regno Unito.

Performance di sostenibilità

Performance di sostenibilità		Esercizio		
		2015	2016	Var. %
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,45	0,35	(20,8)
Emissioni GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	41,6	40,1	(3,5)
- di cui da combustione e processo		31,5	30,6	(2,8)
- di cui da metano		2,8	2,4	(12,4)
- di cui da flaring		5,5	5,4	(2,0)
- di cui da venting		1,8	1,7	(7,2)
Emissioni GHG E&P/produzione	(tonnellate di CO ₂ eq./tep)	0,18	0,17	(8,7)
Volume oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	1.634	1.159	(29,1)
Water reinjection	(%)	56	58	3,9

Tutte le performance sono in miglioramento rispetto al 2015.

- Le emissioni di GHG sono in riduzione del -3,5%; gli aumenti registrati nel settore G&P (per la crescita delle produzioni elettriche e dei quantitativi di gas trasportato) e nel settore R&M e Chimica (per variazioni nel dominio di consolidamento) sono stati compensati dal calo nel settore E&P delle emissioni da combustione e processo (-1,8 Mt di CO₂ equivalente) e da metano (-0,4 Mt di CO₂ equivalente) grazie a progetti di efficienza energetica (riduzione dei consumi di gas e ottimizzazione della logistica) e al proseguimento delle campagne sulle emissioni fuggitive che nel 2016 hanno interessato alcuni siti in Egitto, Kazakistan, UK, Ecuador e USA. A marzo 2016 è entrata in produzione in Norvegia la piattaforma Goliat che, grazie all'utilizzo di soluzioni tecnologiche

avanzate (alimentazione elettrica per mezzo di cavi sottomarini collegati a terra) ha contribuito ulteriormente al contenimento delle emissioni da combustione.

- L'indice di emissione di GHG rispetto alla produzione del settore E&P è migliorato dell'8,7% e risulta migliore rispetto al target di fine anno.
- Nel 2016 è proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni totali registrabili della forza lavoro (-20,8% rispetto al 2015), per il contributo sia dei dipendenti (-10,8%) che dei contrattisti (-25,2%). Sulle performance hanno influito positivamente l'intensificarsi delle visite di controllo in campo e delle attività di qualifica HSE dei fornitori, l'utilizzo presso le realtà operative di risorse interne formate nei centri di eccellenza di Gela (Safety Competence Center e Safety Training Center), nonché l'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione, quali la nuova fase del programma di comunicazione e formazione "Eni in Safety" finalizzata a diffondere a tutti i livelli aziendali le lesson learnt connesse a near miss ed eventi incidentali.
- I barili sversati a seguito di oil spill operativi, per l'88% dal settore E&P e per la restante parte dal settore R&M e Chimica, sono diminuiti del 29,1% rispetto al 2015 grazie ad entrambi i business; in E&P la riduzione maggiore è avvenuta in Nigeria per gli interventi di revamping di alcune linee; nel settore R&M e Chimica si è registrato un calo di oltre 290 barili sversati rispetto al 2015.
- La water reinjection ha raggiunto la quota del 58%, soprattutto per il contributo di Ecuador, Egitto e Congo; in quest'ultimo le buone performance sono dovute alla reiniezione nel campo di Mboundi e alla ripresa da luglio 2016 di quelle nel campo di Loango a seguito delle attività di revamping.

Energie rinnovabili e climate change

Lo sviluppo di energie rinnovabili nei Paesi in cui Eni opera rappresenta un elemento fondamentale nella nostra strategia di evoluzione del modello di business verso uno scenario *low carbon*. A tal fine, sono stati identificati e lanciati nel 2016 progetti per la generazione da fonte rinnovabile su grande scala sia in Italia che all'estero.

> Il "Progetto Italia" prevede la realizzazione di impianti, prevalentemente fotovoltaico, in aree industriali di proprietà, disponibili all'uso e di scarso interesse per altre attività economiche. Eni ha identificato 15 progetti per una capacità complessiva di circa 220 MW che saranno installati entro il 2022. La prima fase prevede la realizzazione di 5 impianti: Assemmini e Porto Torres in Sardegna (per i quali è stata ottenuta la FID ed è in corso l'iter autorizzativo presso le autorità competenti), Manfredonia in Puglia e Priolo in Sicilia (FID ottenuta) e Augusta in Sicilia.

> All'estero, sono stati individuati progetti da sviluppare in Paesi di interesse strategico nei quali Eni già opera (in particolare Africa e Asia), con l'obiettivo di incrementare la nostra efficienza energetica, la sostenibilità dei nostri consumi, nonché di migliorare l'accesso all'energia delle popolazioni locali attraverso un più sostenibile mix energetico. In tale ambito, nel mese di dicembre è stata ottenuta la FID per il progetto legato al campo upstream BRN in Algeria.

Inoltre, sono stati finalizzati una serie di accordi di collaborazione con il Ghana, l'Algeria e la Tunisia, volti a rafforzare la storica presenza di Eni in quei territori e ad ampliarne la sfera di attività.

> Nel 2016 sono stati infine siglati accordi di rilevanza strategica con:

- (i) General Electric (GE), per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile, sia brownfield che greenfield, e soluzioni ibride con focus sull'efficienza energetica. Con tale accordo, che copre un ampio ventaglio di tecnologie innovative, Eni e GE si propongono di identificare e sviluppare congiuntamente progetti di generazione elettrica da fonti rinnovabili su larga scala;
- (ii) Terna per la valutazione congiunta di progetti di sviluppo di sistemi energetici, in ottica di sostenibilità e sostegno alle fonti di produzione di energia rinnovabile.

Gela

E' proseguito nel 2016 l'impegno di Eni per il conseguimento degli obiettivi programmatici del Protocollo d'Intesa del 2014 con il Ministero dello sviluppo economico e le Autorità locali. Nel mese di aprile con l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, è stato avviato il cantiere del progetto Green Refinery, uno degli assi portanti del Protocollo, con una capacità di lavorazione di olio vegetale per circa 750 kton/anno. La conversione utilizzerà la tecnologia proprietaria ecofining, sviluppata e brevettata da Eni, che consentirà la produzione di green diesel, biocarburante a elevata sostenibilità ambientale, e sarà in

grado di processare anche materie prime di seconda generazione. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale coniugando esigenze d'impresa con lo sviluppo delle comunità locali. Gli altri punti dell'accordo comprendono: i) l'avvio di nuove attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel territorio delle Regione Sicilia e nell'offshore; ii) realizzazione di un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti green prodotti nel sito; studi di fattibilità di progetti di stoccaggio e trasporto GNL e CNG a Gela e di un'iniziativa per la produzione dei lattici naturali partendo da prodotti naturali con il relativo sviluppo della filiera agricola; iii) realizzazione in loco di un centro di competenza focalizzato in materia di safety; iv) attività di risanamento ambientale di impianti e aree che dovessero progressivamente rivelarsi non funzionali alle attività.

Evoluzione prevedibile sulla gestione

L'outlook finanziario del Gruppo, le prospettive del business e i principali target industriali e reddituali a breve e medio termine sono illustrati nel comunicato stampa "Eni: piano strategico 2017-2020" emesso in data odierna, disponibile sul sito web dell'Eni "eni.com" e diffuso secondo le altre modalità previste dai listing standard.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi all'esercizio e al quarto trimestre 2016 è stato redatto, per quanto riguarda i risultati del quarto trimestre, su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. L'informativa sui risultati dell'esercizio 2016 è prevista dai listing standard di Borsa Italiana nelle Istruzioni al Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A. all' articolo IA.2.6.3 (*Contenuto minimo dei comunicati concernenti l'approvazione dei dati contabili di periodo*).

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2016 e all'esercizio 2016, al quarto trimestre e all'esercizio 2015. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 2016, al 30 settembre 2016 e al 31 dicembre 2015. 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 del quarto trimestre 2016 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2016 alla quale si rinvia.

Continuing e Discontinued operations nell'informativa finanziaria Eni 2016

Con efficacia 1° gennaio 2016, il Gruppo Eni è uscito dal settore Engineering & Construction ("E&C") per effetto del closing il 22 gennaio della cessione a CDP Equity SpA dell'interest del 12,503% posseduto da Eni nella Saipem SpA, società capofila di E&C, e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sull'entity. Tali transazioni sono state il trigger per la perdita di controllo dell'Eni su Saipem e il conseguente deconsolidamento delle attività e passività, dei costi e dei ricavi della Saipem e delle sue controllate. La partecipazione mantenuta del 30,55% è classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method come previsto dagli IFRS. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di 4,2 €/azione (per un controvalore di €564 milioni ai quali si aggiungono €1.050 milioni relativi all'aumento di capitale in quota Eni sottoscritto contestualmente alle transazioni descritte per un valore di carico iniziale di €1.614 milioni) e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operation del 2016. Grazie ai proventi dell'aumento del capitale sociale e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze Saipem ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni (€5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015) entro fine febbraio.

Il business chimico dell'Eni, che fa capo alla controllata al 100% Versalis, è stato riclassificato nell'ambito delle continuing operations con efficacia retroattiva al 31.12.2015 per effetto dell'interruzione delle trattative con il fondo statunitense SK che aveva manifestato l'interesse a rilevare una quota di maggioranza della Versalis SpA e della conseguente revoca del trattamento contabile come attività in discontinued operations regolata dallo IFRS 5. Tale designazione era stata operata nel bilancio 2015. Conseguentemente il management ha ripristinato il criterio dell'uso continuativo nella valutazione della Versalis con allineamento del valore d'iscrizione al valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il valore d'uso e il fair value, dedotti gli oneri di vendita, in luogo della valutazione ex IFRS 5 che prevedeva il minore tra il valore di iscrizione e il fair value, dedotti gli oneri di vendita. Tale modifica nella valutazione della Versalis ha avuto un effetto trascurabile sul saldo iniziale del patrimonio netto consolidato dell'Eni (un incremento di €294 milioni) ed è neutro sulla posizione finanziaria netta. Maggiori informazioni relative ai criteri di determinazione del valore d'uso della Versalis nei conti consolidati Eni 2016 sono fornite nella Relazione Finanziaria Semestrale (v. sezione criteri di redazione nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato).

I risultati della Versalis sono stati aggregati con quelli di R&M nel reportable segment "R&M e Chimica" poiché questi due segmenti operativi evidenziano ritorni economici simili.

Successful effort method (SEM)

Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il cosiddetto Successful Effort Method (SEM). Il SEM è già applicato da tutte le principali società oil&gas alle quali Eni si è ulteriormente assimilata a seguito del recente processo di focalizzazione nell'attività upstream.

In sintesi, per effetto dell'applicazione del SEM, i costi relativi all'attività esplorativa sono imputati all'attivo patrimoniale come "unproved" asset, in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione nelle aree di riferimento. Se al termine di tale valutazione si accerta che il risultato è negativo (nessun ritrovamento di idrocarburi) o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i relativi costi esplorativi "sospesi" all'attivo patrimoniale in attesa di valutazione, sono imputati a conto economico come write-off. Se, al contrario, è accertata la presenza di riserve certe di idrocarburi, i relativi costi esplorativi capitalizzati come unproved asset sono riclassificati come "proved" asset.

Sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento i costi esplorativi afferenti ad attività geologiche e geofisiche.

Ai sensi delle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'applicazione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore, da applicare retroattivamente. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods 2015 sono stati riesposti.

L'effetto della modifica è stato rilevato come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita alla voce "Utili portati a nuovo" del patrimonio netto al 1 gennaio 2014. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Maggiori informazioni sull'accounting SEM sono fornite nella sezione criteri di redazione nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Di seguito si riportano i principali risultati dei comparative periods 2015 oggetto di riesposizione per l'adozione del SEM e la rilevazione di Versalis tra le continuing operations.

	PUBBLICATO		RIESPOSTO	
	IV trim. 2015	Esercizio 2015	IV trim. 2015	Esercizio 2015
(€milioni)				
Utile (perdita) operativo continuing operations	(5.008)	(2.781)	(6.699)	(3.076)
Utile (perdita) operativo E&P	(3.614)	(144)	(4.696)	(959)
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	858	4.104	634	4.486
Utile (perdita) operativo adjusted - E&P	863	4.108	598	4.182
Utile (perdita) netto di competenza Eni - continuing operations	(6.778)	(7.680)	(8.454)	(7.952)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza Eni - continuing operations su base standalone	(202)	334	(301)	803
Totale attività		134.792		139.001
Patrimonio netto di competenza azionisti Eni		51.753		55.493
Flusso di cassa da attività operativa continuing operations	4.012	11.181	4.444	12.875
Flusso di cassa netto del periodo	(232)	(1.414)	(223)	(1.405)

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 gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

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

* * *

Disclaimer

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

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2016 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati⁸ dell'esercizio e del quarto trimestre 2016

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
15.066	13.195	15.807	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	72.286	55.762
(6.699)	192	1.640	Utile (perdita) operativo - continuing operations	(3.076)	2.157
591	(87)	(237)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.136	(175)
7.255	153	(117)	Esclusione special item ^(a)	7.648	333
1.147	258	1.286	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315
			Dettaglio per settore di attività		
598	644	1.400	<i>Exploration & Production</i>	4.182	2.494
18	(374)	(72)	<i>Gas & Power</i>	(126)	(390)
134	175	75	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	695	583
(101)	(118)	(118)	<i>Corporate e altre attività</i>	(369)	(452)
498	(69)	1	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato^(b)</i>	1.326	80
1.147	258	1.286	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315
(513)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(1.222)	
634	258	1.286	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	4.486	2.315
(8.454)	(562)	340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	(7.952)	(1.051)
409	(59)	(162)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	782	(120)
7.961	137	281	Esclusione special item ^(a)	8.487	831
(84)	(484)	459	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.317	(340)
(217)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(514)	
(301)	(484)	459	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	803	(340)
(8.723)	(562)	340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(8.778)	(1.464)
(8.454)	(562)	340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	(7.952)	(1.051)
(269)			Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations	(826)	(413)
4.444	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.875	7.673
19			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.226)	
4.463	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.649	7.673
3.964	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	12.155	7.673
2.697	2.051	2.250	Investimenti tecnici - continuing operations	10.741	9.180

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

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

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
43,69	45,85	49,46	13,2	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	52,46	43,69	(16,7)
1,095	1,116	1,078	(1,6)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,110	1,107	(0,3)
39,90	41,08	45,88	15,0	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	47,26	39,47	(16,5)
6,6	3,3	4,7	(28,8)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,3	4,2	(49,4)
208	156	202	(2,9)	PSV ^(d)	234	168	(28,2)
181	136	182	0,6	TTF ^(d)	210	148	(29,5)
(0,09)	(0,30)	(0,31)	..	Euribor - a tre mesi (%)	(0,02)	(0,26)	..
0,41	0,79	0,92	..	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,32	0,74	..

(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 Euro per migliaia di metri cubi.

⁸ 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 (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) 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 ai futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Saipem (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag.25 e seguenti.

Commento ai risultati economici e finanziari di Gruppo

Risultati adjusted

Nel **quarto trimestre 2016** l'utile operativo adjusted è stato di €1.286 milioni, più del doppio del quarto trimestre 2015 (+€652 milioni su base standalone) beneficiando principalmente della performance della E&P che con €1,40 miliardi di EBIT ha più che raddoppiato il risultato rispetto al quarto trimestre 2015 (+€0,8 miliardi). Tale trend riflette innanzi tutto l'effetto delle azioni di efficienza e ottimizzazione (+€0,7 miliardi) e solo marginalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+13,2% per il riferimento Brent) che non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked. I minori proventi non ricorrenti della G&P compensano parzialmente l'effetto complessivo.

Nel quarto trimestre 2016 il Gruppo è tornato in utile (su base adjusted) con €459 milioni dopo cinque trimestri penalizzati dal downturn petrolifero. Rispetto al quarto trimestre 2015 che chiudeva con la perdita netta adjusted di €301 milioni (su base standalone), il miglioramento di €760 milioni è dovuto oltre che all'incremento dell'utile operativo, alla riduzione del tax rate al 58% dal 168% per effetto della migliorata redditività che ha ridotto la rilevanza relativa degli imponibili in regime di PSA, caratterizzati da tax rate più elevati, e di costi non fiscalizzabili.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da proventi netti di €117 milioni (oneri netti di €333 milioni nell'anno) relativi principalmente a:

- (i) riprese di valore di asset oil&gas svalutati in precedenti esercizi (€1.440 milioni) che hanno come driver essenzialmente la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a 70\$ rispetto ai precedenti 65\$ adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20;
- (ii) valutazioni di asset a gas dell'upstream a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e altre proprietà oil&gas a causa di revisioni contrattuali, revisione di riserve e dell'accresciuto rischio paese (complessivi €756 milioni);
- (iii) svalutazioni degli investimenti di periodo nel settore R&M e Chimica relativi a CGU già interamente svalutate (€40 milioni nel trimestre; €104 milioni nell'anno);
- (iv) il write-off delle unità dell'impianto di conversione Est presso la raffineria di Sannazzaro, danneggiate dall'incidente occorso a dicembre 2016, e l'accantonamento al fondo smantellamento (complessivi €217 milioni) parzialmente compensati dall'indennizzo assicurativo a carico di terzi (stimato in €122 milioni);
- (v) oneri ambientali (€28 milioni nel trimestre; €193 milioni nell'anno);
- (vi) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €279 milioni e €427 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'anno);
- (vii) differenze e derivati su cambi (provento di €37 milioni e onere di €19 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'anno);
- (viii) accantonamenti a fondo rischi di €43 milioni (€151 milioni nell'anno);
- (ix) altri oneri di €850 milioni (€667 milioni nel trimestre) relativi principalmente alla svalutazione di alcuni crediti in arbitrato del settore E&P nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso. Relativamente a taluni di questi crediti in quanto riconosciuti a titolo di minori imposte dovute si è reso esuberante ed è stato quindi oggetto di reversal il fondo imposte differite a suo tempo stanziato per un importo di €380 milioni.

Gli **special item non operativi** dell'esercizio escludono:

- continuing operations
- le svalutazioni di iniziative valutate all'equity del settore E&P a causa del deterioramento del quadro finanziario di alcuni Paesi (€236 milioni);
- le imposte sul reddito che comprendono, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, i proventi relativi ai reversal delle differite attive svalutate in precedenti esercizi (€121 milioni) e di quelle passive eccedenti a seguito di modifiche della normativa fiscale nel Regno Unito e Norvegia

(€28 milioni) nonché della svalutazione di alcuni crediti in arbitrato del settore E&P nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso;

- una svalutazione complessiva delle attività per imposte anticipate relative alle attività Eni in Italia (circa €170 milioni) a seguito delle ridotte prospettive di generazione di redditi imponibili futuri per effetto in particolare dello scenario gas;
 - la svalutazione della partecipazione Saipem valutata secondo l'equity method, successivamente all'instaurazione del controllo congiunto, per quanto determinato dagli esiti negativi dell'impairment test e da altre svalutazioni straordinarie rilevate dalla Saipem nei propri risultati annuali che hanno avuto come driver le proiezioni di redditività del nuovo piano strategico pubblicato il 25 ottobre u.s. (€163 milioni in quota Eni).
- discontinued operations
- gli special item delle discontinued operations comprendono €441 milioni di svalutazione della Saipem allineata alla market capitalization del 22 gennaio, quale initial recognition alla data di avvio del controllo congiunto.

Nell'esercizio **2016** l'utile operativo adjusted ammonta a €2.315 milioni, con una riduzione di €2.171 milioni (-48,4%) rispetto al 2015 dovuta allo scenario prezzi/margini delle commodity che ha penalizzato la performance per €3,3 miliardi, al fermo in Val d'Agri e ai minori proventi non ricorrenti in G&P che hanno pesato per €0,6 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1,7 miliardi.

Risultati reported

Nel 2016 Eni ha registrato la perdita netta reported di €1.051 milioni rispetto alla perdita di €7.952 milioni del 2015. Il risultato riflette essenzialmente il moderato recupero dello scenario petrolifero nella seconda parte dell'anno, incorporato nella revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a 70 \$ rispetto ai precedenti 65 \$ adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20. Tale revisione ha determinato riprese di valore degli asset oil&gas di €1.005 milioni (al netto del relativo effetto fiscale), che sono state assorbite da svalutazioni dovute allo scenario negativo del gas in Europa e altri driver, nonché altri oneri non ricorrenti per un effetto netto negativo di €831 milioni. Tale saldo si confronta con oneri straordinari di €8,5 miliardi nel 2015 dovuti alla rilevazione di svalutazioni delle proprietà E&P di €3,9 miliardi e di deferred tax asset di €1,8 miliardi a causa del ridimensionamento dello scenario prezzi, la svalutazione di €1 miliardo del business Chimica allineato al prevedibile valore di realizzo secondo una negoziazione in corso per la realizzazione di una joint venture industriale, nonché di altri oneri straordinari di €1,8 miliardi attribuibili principalmente al settore G&P.

Peraltro, la gestione industriale del 2016 ha risentito negativamente della marcata debolezza dello scenario nella prima parte dell'anno e della contrazione anno su anno del 16,7% del prezzo medio Brent (da 52,5 \$/barile nel 2015 a 43,7 \$/barile), del 28,2% del prezzo del gas e del 49,4% del margine di raffinazione che hanno determinato una flessione del 23% del fatturato consolidato, nonché del fermo di circa 4 mesi e mezzo della produzione del centro olio Val d'Agri.

L'effetto dello scenario è stato attenuato dalle iniziative del management di selezione degli investimenti tecnici, ridotti del 19% rispetto al 2015 a cambi omogenei, di contenimento dei costi operativi E&P (-14% vs. 2015), di ottimizzazione dell'assetto impiantistico in R&M e Chimica, nonché di efficienza nella logistica, nei consumi energetici e nei costi generali e amministrativi con un beneficio complessivo di €1,7 miliardi sull'utile operativo. Le imposte sul reddito sono diminuite di €1.186 milioni per i fattori straordinari descritti; mentre il tax rate reported risente ancora dell'elevato peso relativo nei primi tre trimestri degli utili ante imposte conseguiti in regime di PSA caratterizzati da una maggiore incidenza fiscale.

Nel quarto trimestre 2016 Eni ha registrato l'utile netto di €340 milioni rispetto alla perdita di €8.454 milioni del quarto trimestre 2015 per effetto dei driver descritti nel commento del risultato dell'esercizio e per il miglioramento della gestione industriale.

Nel 2016, la **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.464 milioni. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations di €413 milioni dovuta principalmente alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo (22 gennaio 2016).

Stato patrimoniale riclassificato⁹

(€ milioni)

	31 Dic. 2015	30 Sett. 2016	31 Dic. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2015	Var. ass. vs. 30 Sett. 2016
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	68.005	67.882	70.793	2.788	2.911
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.044	1.184	275	140
Attività immateriali	3.034	2.835	3.269	235	434
Partecipazioni	3.513	4.442	4.316	803	(126)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.273	2.352	1.932	(341)	(420)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.284)	(1.466)	(1.765)	(481)	(299)
	76.450	77.089	79.729	3.279	2.640
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.579	4.558	4.637	58	79
Crediti commerciali	12.616	10.418	11.186	(1.430)	768
Debiti commerciali	(9.605)	(9.226)	(11.038)	(1.433)	(1.812)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.137)	(3.419)	(3.073)	1.064	346
Fondi per rischi e oneri	(15.375)	(14.127)	(13.896)	1.479	231
Altre attività (passività) d'esercizio	1.827	1.866	1.171	(656)	(695)
	(10.095)	(9.930)	(11.013)	(918)	(1.083)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.123)	(1.018)	(868)	255	150
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	9.048	11	14	(9.034)	3
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.280	66.152	67.862	(6.418)	1.710
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	50.096	53.037	(2.456)	2.941
Interessenze di terzi	1.916	48	49	(1.867)	1
Patrimonio netto	57.409	50.144	53.086	(4.323)	2.942
Indebitamento finanziario netto	16.871	16.008	14.776	(2.095)	(1.232)
COPERTURE	74.280	66.152	67.862	(6.418)	1.710
Leverage	0,29	0,32	0,28	(0,01)	(0,04)

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2015 (cambio EUR/USD 1,054 al 31 dicembre 2016, contro 1,089 al 31 dicembre 2015, -3,2%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2016, un aumento del capitale investito netto di €1.747 milioni, del patrimonio netto di €1.198 milioni e del debito di €549 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€79.729 milioni) è aumentato di €3.279 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La voce "immobili, impianti e macchinari" evidenzia un incremento di €2.788 milioni per effetto principalmente degli investimenti tecnici (€9.180 milioni), dell'effetto cambio positivo e delle riprese di valore nette di asset (€475 milioni). Tali incrementi sono stati compensati dagli ammortamenti, (€7.559 milioni) e dalle radiazioni di attività esplorative per il venir meno dei requisiti di capitalizzazione e della parte danneggiata dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro (complessivamente €350 milioni). L'incremento della voce "Partecipazioni" di €803 milioni riguarda la rilevazione iniziale della partecipazione mantenuta in Saipem del 30,55% dopo la perdita del controllo e la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni, al netto delle perdite da valutazione dell'anno.

⁹ Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.013 milioni) si riduce di €918 milioni per effetto principalmente del decremento dei crediti commerciali dovuto alla migliore gestione del circolante e al maggiore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura rispetto all'esercizio precedente, nonché all'incremento dei debiti commerciali. Le altre attività (passività) d'esercizio diminuiscono principalmente per effetto della svalutazione dei crediti E&P in arbitrato nei confronti di NOC per riflettere il prevedibile esito di rinegoziazioni in corso. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto per i minori accantonamenti per imposte correnti dell'esercizio in funzione della riduzione del reddito imponibile e dell'utilizzo del fondo imposte differite in E&P in relazione alla svalutazione dei crediti, nonché dalla riduzione dei fondi per rischi e oneri per l'adempimento di obbligazioni.

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€14 milioni) diminuiscono di €9.034 milioni per effetto del closing dell'operazione Saipem e della cessione delle attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€53.086 milioni) è diminuito di €4.323 milioni per effetto della perdita di conto economico di €1.457 milioni, del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni), nonché della distribuzione di dividendi di €2.885 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2015 e acconto dividendo per l'esercizio 2016 di €2.881 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge di €883 milioni nonché dalle differenze positive di cambio da conversione (€1.198 milioni) dovute alla traduzione in euro dei bilanci aventi essenzialmente il dollaro come moneta funzionale.

Rendiconto finanziario riclassificato¹⁰

(€ milioni)						
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio		
				2015	2016	Var. ass.
(8.155)	(561)	341	Utile (perdita) netto - continuing operations	(7.399)	(1.044)	6.355
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
9.813	2.181	1.740	- ammortamenti e altri componenti non monetari	17.216	7.773	(9.443)
(136)	(10)	(11)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(577)	(48)	529
569	397	749	- dividendi, interessi e imposte	3.215	2.229	(986)
3.141	(115)	1.455	Variazione del capitale di esercizio	4.781	2.112	(2.669)
(788)	(567)	(1.026)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.361)	(3.349)	1.012
4.444	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.875	7.673	(5.202)
19			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.226)		1.226
4.463	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.649	7.673	(3.976)
(2.697)	(2.051)	(2.250)	Investimenti tecnici - continuing operations	(10.741)	(9.180)	1.561
(154)			Investimenti tecnici - discontinued operations	(561)		561
(2.851)	(2.051)	(2.250)	Investimenti tecnici	(11.302)	(9.180)	2.122
(57)	(6)	(6)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(228)	(1.164)	(936)
1.353	70	33	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	2.258	1.054	(1.204)
(660)	(106)	614	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(1.351)	465	1.816
2.248	(768)	1.639	Free cash flow	1.026	(1.152)	(2.178)
(377)	30	42	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(300)	5.271	5.571
(1.206)	1.854	(798)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.126	(766)	(2.892)
(23)	(1.408)	(33)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.477)	(2.885)	592
(865)	(5)	22	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(780)	(3)	777
(223)	(297)	872	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(1.405)	465	1.870
3.964	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa - su base standalone	12.155	7.673	(4.482)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)						
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio		
				2015	2016	Var. ass.
2.248	(768)	1.639	Free cash flow	1.026	(1.152)	(2.178)
	28		Debiti e crediti finanziari società disinvestite	83	5.848	5.765
(682)	(46)	(374)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(818)	284	1.102
(23)	(1.408)	(33)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.477)	(2.885)	592
1.543	(2.194)	1.232	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(3.186)	2.095	5.281

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €7.673 milioni. Gli incassi da dismissioni sono stati €1.054 milioni e hanno riguardato principalmente la partecipazione del 12,503% in Saipem (€463 milioni), la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€332 milioni) nonché attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa. Con il closing dell'operazione Saipem, Eni ha ottenuto il rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5.818 milioni. I principali flussi in uscita hanno riguardato gli investimenti tecnici (€9.180 milioni), dei quali circa €500 milioni saranno oggetto di rimborso con il perfezionamento della cessione del 40% di Zohr, il pagamento del saldo dividendo 2015 e dell'acconto dividendo 2016 agli azionisti Eni di €2.881 milioni, l'aumento di capitale sociale di Saipem (€1.069 milioni). Gli investimenti tecnici a cambi omogenei sono stati ridotti del 19%, inclusi gli investimenti nelle partecipate Eni valutate ad equity, in linea con i programmi. Al netto dell'effetto Val d'Agri sul cash flow (€0,2 miliardi), della riclassifica di €0,3 miliardi di crediti da investimento a commerciali e includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr sul circolante (+€0,1 miliardi), il cash flow normalizzato si ridetermina in €8,3 miliardi consentendo di

¹⁰ Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione. Il Free Cash Flow è una misura alternativa di performance.

autofinanziare circa il 95% degli investimenti 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione del 40% di Zohr (€500 milioni).

Infine la variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dal venir meno del vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche delle attività finanziarie (essenzialmente depositi presso istituti di credito e titoli di debito) possedute dalla società di assicurazione captive di Gruppo per effetto delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa che resta subordinato esclusivamente alla presenza di un livello di patrimonializzazione adeguato in considerazione dei rischi assunti. Pertanto, le attività finanziarie disponibili per la vendita di Eni Insurance all'1/1/2016 sono state riclassificate come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata e portate a deduzione dei debiti finanziari lordi (con un effetto di circa €600 milioni). Il saldo contabile dell'indebitamento finanziario netto recepisce inoltre la variazione negativa di circa €300 milioni del fair value dei titoli held for trading dedotti dalla posizione finanziaria netta consolidata.

I flussi descritti hanno determinato un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €2.095 milioni rispetto al 2015.

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 2016 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd ed Eni Suisse SA. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Relazione finanziaria Annuale 2016

La Relazione finanziaria annuale 2016 comprendente il bilancio consolidato e il progetto di bilancio di esercizio della parent company Eni SpA è stata messa a disposizione del Collegio Sindacale e della Società di revisione. La Relazione sarà resa disponibile al pubblico entro fine marzo presso la sede sociale, sul sito internet della società, eni.com e con le altre modalità previste dalla normativa vigente unitamente alle relazioni del Collegio Sindacale e della Società di revisione.

In allegato sono riportati gli schemi IFRS del bilancio consolidato e del bilancio di esercizio estratti dal documento approvato.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nell'esercizio e nel quarto trimestre 2016.

Exploration & Production

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2015	2016	Var. %
4.977	3.991	4.855	(2,5)	Ricavi della gestione caratteristica		21.436	16.089	(24,9)
(4.696)	559	1.720	..	Utile (perdita) operativo		(959)	2.567	..
5.294	85	(320)		Esclusione special item:		5.141	(73)	
5.100		(789)		- svalutazioni (riprese di valore) nette		5.212	(684)	
169				- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		169	7	
(37)		(3)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(403)	(2)	
	106	(1)		- accantonamenti a fondo rischi			105	
(1)	1	19		- oneri per incentivazione all'esodo		15	24	
(14)	4			- derivati su commodity		12	19	
(51)	(27)	(1)		- differenze e derivati su cambi		(59)	(3)	
128	1	455		- altro		195	461	
598	644	1.400	..	Utile (perdita) operativo adjusted		4.182	2.494	(40,4)
(72)	(63)	123		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(272)	(55)	
100	(46)	77		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		254	68	
(599)	(548)	(741)		Imposte sul reddito ^(a)		(3.173)	(1.999)	
95,7	102,4	46,3		Tax rate (%)		76,2	79,7	
27	(13)	859	..	Utile (perdita) netto adjusted		991	508	(48,7)
				I risultati includono:				
498	61	73	(85,3)	costi di ricerca esplorativa:		871	374	(57,1)
53	45	45	(15,1)	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		254	204	(19,7)
445	16	28	(93,7)	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		617	170	(72,4)
2.201	1.874	1.871	(15,0)	Investimenti tecnici		9.980	8.254	(17,3)
				Produzioni ^{(c) (d)}				
998	864	906	(9,2)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	908	878	(3,3)
138	131	147	6,5	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	133	136	2,3
1.884	1.710	1.856	(1,5)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.760	1.759	(0,1)
				Prezzi medi di realizzo				
38,68	40,82	44,56	15,2	Petrolio ^(e)	(\$/barile)	46,30	39,18	(15,4)
143,51	110,89	123,66	(13,8)	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	160,78	115,51	(28,2)
31,68	29,70	32,95	4,0	Idrocarburi	(\$/boe)	36,47	29,14	(20,1)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
43,69	45,85	49,46	13,2	Brent dated	(\$/bbl)	52,46	43,69	(16,7)
39,90	41,08	45,88	15,0	Brent dated	(€/bbl)	47,26	39,47	(16,5)
42,10	44,88	49,18	16,8	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	48,72	43,20	(11,3)
2,11	2,85	3,01	42,7	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,61	2,49	(4,6)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 40.

(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 2016** l'utile operativo adjusted del settore Exploration & Production di €1.400 milioni ha più che raddoppiato il risultato del quarto trimestre 2015 (+€802 milioni). Tale trend è dovuto alle azioni di efficienza e ottimizzazione (+€0,7 miliardi) e solo marginalmente alla ripresa dello scenario petrolifero (+13,2% per il riferimento Brent) che non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked. La riduzione degli ammortamenti riflette il contenimento degli investimenti (-15%) e i minori valori di libro delle proprietà oil&gas conseguenti alle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015 (€5.100 milioni).

Nel quarto trimestre gli special item dell'utile operativo sono rappresentati da un provento di €320 milioni (€73 milioni nell'anno) relativi principalmente a: (i) riprese di valore di asset oil&gas svalutati in precedenti esercizi (€1.440 milioni) che riflettono essenzialmente la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a 70\$ rispetto ai precedenti 65\$ adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20; (ii) svalutazioni di asset a gas a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e altre proprietà oil&gas a causa di modifiche contrattuali, revisioni negative riserve e dell'accresciuto rischio paese (complessivi €756 milioni); (iii) altri oneri di €461 milioni relativi principalmente alla svalutazione di alcuni crediti in arbitrato nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso.

Relativamente a taluni di questi crediti in quanto riconosciuti a titolo di minori imposte dovute si è reso esuberante ed è stato quindi oggetto di reversal il fondo imposte differite a suo tempo stanziato per un importo di €380 milioni.

Nel quarto trimestre 2016 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €859 milioni, con un miglioramento di €832 milioni rispetto al quarto trimestre 2015 dovuto al forte incremento della performance operativa e alla riduzione del tax rate (dimezzato) determinato dalla migliorata redditività che ha ridotto la rilevanza relativa degli imponibili in regime di PSA, caratterizzati da tax rate più elevati, e di costi non fiscalizzabili.

Nel **2016** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2.494 milioni con una riduzione di €1.688 milioni rispetto al 2015, pari al 40,4%, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo degli idrocarburi equity per l'andamento dello scenario petrolifero (-16,7% la riduzione riferita al Brent) e la flessione dei benchmark di riferimento delle produzioni gas in particolare in Europa e USA, nonché al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, dai minori opex e dai minori DD&A dovuti alla riduzione degli investimenti e ai minori valori di libro delle proprietà oil&gas conseguenti alle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015 (€5.212 milioni).

L'utile netto adjusted di €508 milioni registra una riduzione di €483 milioni, pari al 48,7%, dovuta principalmente alla contrazione del risultato operativo.

Nel 2016 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 32%.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi¹¹ del **quarto trimestre 2016** è stata di 1,856 milioni di boe/giorno (1,759 milioni di boe/giorno nell'anno), in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2015, -1,5% (in linea nell'anno). Il livello produttivo è stato penalizzato dall'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri (nel confronto su base annua) nonché dalla circostanza del recupero nel 2015 dei crediti per investimenti vantati verso l'Iran. Lo start-up di nuovi giacimenti e il ramp-up di quelli avviati nel 2015 (280 mila boe/giorno), in particolare in Angola, Egitto, Kazakistan, Norvegia e Venezuela nonché le maggiori produzioni in Iraq (nel confronto su base annua) sono state compensate dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, e dal declino di giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata del 91% nel trimestre e del 92% su base annua (91% e 90%, rispettivamente nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (906 mila barili/giorno) è in diminuzione rispetto al trimestre di confronto (-9,2%). Le fermate programmate e il declino di giacimenti maturi sono state in parte compensate dagli avvii e dai ramp-up in Angola, Norvegia e Kazakistan.

La produzione di gas naturale (147 milioni di metri cubi/giorno) risulta in crescita rispetto al quarto trimestre 2015 (+6,5%). Le maggiori produzioni in Angola, Egitto e Venezuela sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate e dal declino dei giacimenti maturi.

Nel **2016** la produzione di petrolio (878 mila barili/giorno) è diminuita di 30 mila barili/giorno, pari al 3,3%, rispetto al corrispondente periodo del 2015.

La produzione di gas naturale (136 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al periodo di confronto, pari al 2,3%.

¹¹ A partire dal 1° gennaio 2016, nell'ambito di un processo di verifica su base regolare, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00647 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00643 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del quarto trimestre e dell'esercizio 2016 è stato di 5 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Nigeria - OPL 245

Il 27 gennaio 2017 l'Alta Corte Federale di Abuja in Nigeria ha emesso un ordine di sequestro provvisorio del titolo minerario Oil Prospecting Licence 245 ("OPL 245"), posseduto in quote paritetiche dalla consociata di Eni Nigerian Agip Exploration Ltd e da Shell, nell'ambito di un'indagine condotta dall'autorità giudiziaria locale su presunti reati di corruzione e riciclaggio in relazione alla stipula il 29 aprile 2011 del Resolution Agreement avente a oggetto l'acquisizione da parte di Eni e Shell dell'OPL 245. L'ordine di sequestro è stato tempestivamente impugnato dai contitolari Eni e Shell. Il provvedimento non costituisce una revoca del titolo minerario, ma ne limita temporaneamente la disponibilità e la gestione. Oltre ai rimedi previsti dalla giurisdizione nigeriana saranno eventualmente esperibili anche rimedi arbitrari previsti dai trattati internazionali per la protezione del valore dell'investimento di Eni. Sulla base delle verifiche affidate a primari studi internazionali che hanno considerato le evidenze documentali rese disponibili dalle diverse Autorità inquirenti non sono emerse irregolarità nel processo di assegnazione ad Eni del titolo minerario in questione.

Riserve certe di idrocarburi

		Esercizio		
		2015	2016	Var. %
Riserve certe ^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.559	3.398	(4,5)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	518	632	22,0
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.890	7.490	8,7
<i>di cui: Italia</i>		<i>465</i>	<i>354</i>	<i>(23,9)</i>
<i>Estero</i>		<i>6.425</i>	<i>7.136</i>	<i>11,1</i>
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	2.148	2.233	4,0
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	292	316	8,2
Idrocarburi	(milioni di boe)	4.023	4.275	6,3

(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 2015		6.890
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito		1.244
<i>di cui:</i>		
<i>- Effetto prezzo</i>		<i>(76)</i>
Portfolio		
Produzione		(644)
Riserve certe al 31 dicembre 2016		7.490
Tasso di rimpiazzo organico	(%)	193

Nel 2016 le promozioni nette di riserve certe sono state di 1.244 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. Le principali promozioni riguardano l'avanzamento nello sviluppo dei progetti in portafoglio e la decisione finale di investimento del progetto Zohr. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico del 193%.

L'effetto prezzo negativo di 76 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 54 \$/barile nel 2015 a 42,8 \$/barile del 2016, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e sull'economicità delle code di produzione.

La vita residua delle riserve è di 11,6 anni (10,7 anni nel 2015).

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione finanziaria annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2016

Gas & Power

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
2015	2016	2016	16 vs 15			2015	2016	
10.720	9.211	11.986	11,8	Ricavi della gestione caratteristica		52.096	40.961	(21,4)
(894)	(325)	5	100,6	Utile (perdita) operativo		(1.258)	(391)	68,9
96	(12)	(56)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	90	
816	(37)	(21)		Esclusione special item:		1.000	(89)	
137		81		- svalutazioni (riprese di valore) nette		152	81	
	1			- plusvalenze nette su cessione di asset				
		1		- oneri ambientali			1	
132		17		- accantonamenti a fondo rischi		226	17	
				- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail		226	17	
132		17		- oneri per incentivazione all'esodo		6	4	
(1)		3		- derivati su commodity		90	(443)	
144	(34)	(265)		- differenze e derivati su cambi		(9)	(19)	
7	(12)	33		- altro		535	270	
397	8	109		Utile (perdita) operativo adjusted		(126)	(390)	..
18	(374)	(72)	..	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		11	6	
5	3	(1)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(2)	(20)	
5	(10)	(8)		Imposte sul reddito ^(a)		(51)	74	
(64)	79	50		Utile (perdita) netto adjusted		(168)	(330)	..
(36)	(302)	(31)	13,9	Investimenti tecnici		154	120	(22,1)
74	23	53	(28,4)	Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
9,51	8,76	10,25	7,8	Italia		38,44	38,43	(0,0)
12,87	11,25	13,42	4,3	Vendite internazionali		52,44	50,50	(3,7)
10,36	9,07	11,42	10,2	- Resto d'Europa		42,89	42,43	(1,1)
1,66	1,45	1,59	(4,2)	- Mercati extra europei		6,39	5,45	(14,7)
0,85	0,73	0,41	(51,8)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		3,16	2,62	(17,1)
22,38	20,01	23,67	5,8	Totale Vendite Gas Mondo		90,88	88,93	(2,1)
				di cui:				
20,77	18,63	22,35	7,6	- società consolidate		84,94	83,34	(1,9)
0,76	0,65	0,91	19,7	- società collegate		2,78	2,97	6,8
0,85	0,73	0,41	(51,8)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		3,16	2,62	(17,1)
9,06	9,17	9,79	8,1	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	34,88	37,05	6,2

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel **quarto trimestre 2016** il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €72 milioni con un peggioramento di €90 milioni rispetto al quarto trimestre 2015. Tale trend riflette l'impatto dello scenario negativo in particolare nel GNL e minori proventi non ricorrenti/maggiori oneri operativi, in parte compensati dal maggior risultato delle attività di trading.

La perdita operativa adjusted è ottenuta escludendo un utile di magazzino di €56 milioni nel trimestre (una perdita di €90 milioni nell'esercizio) e proventi netti special di €21 milioni (€89 milioni nell'esercizio) che comprendono la componente valutativa positiva dei derivati su commodity (€265 milioni e €443 milioni rispettivamente nei due reporting period), la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi conseguenti il piano di ristrutturazione avviato nel 2015 (€161 milioni su base annua), la svalutazione di alcuni asset a causa dell'aumentato rischio paese e/o della debolezza dello scenario (complessivamente €81 milioni in entrambi i reporting period). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo positivo di €33 milioni nel trimestre (negativo per €19 milioni nell'esercizio) delle differenze di cambio e derivati per esposizioni in valuta di natura commerciale.

Il settore ha chiuso il trimestre con la perdita netta adjusted di €31 milioni rispetto alla perdita netta adjusted di €36 milioni del quarto trimestre 2015.

Nel **2016** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €390 milioni con un peggioramento di €264 milioni rispetto al 2015, attribuibile principalmente ai minori margini dei mercati a premio GNL e alla circostanza che il 2015 beneficiava di effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione dei costi di logistica e da maggiori performance nel trading. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

L'esercizio chiude con una perdita netta adjusted di €330 milioni a seguito della riduzione della performance operativa.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2016** le vendite di gas naturale sono state di 23,67 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,29 miliardi di metri cubi (+5,8%) rispetto al quarto trimestre 2015. Le vendite in Italia sono aumentate del 7,8% a 10,25 miliardi di metri cubi per maggiori volumi venduti all'hub (PSV). Le vendite nei mercati europei di 10,27 miliardi di metri cubi hanno registrato un incremento dell'11,8% principalmente in Germania/Austria e Francia per maggiori vendite a clienti grossisti (anche per fermate centrali nucleari in Francia), compensate dal calo delle vendite in Ungheria. Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei (-4,2%) riflettono il calo delle vendite di GNL sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti.

Le vendite di gas naturale del **2016** sono state di 88,93 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione del 2,1% (-1,95 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto). Stabili le vendite in Italia rispetto al 2015 (38,43 miliardi di metri cubi). Minori vendite nel segmento residenziale e grossisti sono state compensate dalle maggiori vendite spot.

Le vendite sui mercati europei di 38,06 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente.

Le vendite di **energia elettrica** di 9,79 TWh nel quarto trimestre 2016 sono in aumento dell'8,1% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (37,05 TWh, +6,2% su base annua) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti.

Refining & Marketing e Chimica

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2015	2016	Var. %
4.878	4.910	5.125	5,1	Ricavi della gestione caratteristica		22.639	18.733	(17,3)
(1.530)	192	168	..	Utile (perdita) operativo		(1.567)	723	..
567	(73)	(181)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		877	(406)	
1.097	56	88		Esclusione special item:		1.385	266	
25	19	18		- oneri ambientali		137	104	
1.055	30	40		- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.150	104	
	(1)	(3)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(8)	(8)	
2	1	27		- accantonamenti a fondo rischi		(5)	28	
7	1	7		- oneri per incentivazione all'esodo		8	12	
11	(3)	(14)		- derivati su commodity		68	(3)	
(6)	1	5		- differenze e derivati su cambi		5	3	
3	8	8		- altro		30	26	
134	175	75	(44,0)	Utile (perdita) operativo adjusted		695	583	(16,1)
93	100	68	(26,9)	- Refining & Marketing		387	278	(28,2)
41	75	7	(82,9)	- Chimica		308	305	(1,0)
(1)		1		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(2)	1	
31	3	9		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		69	32	
(78)	(57)	(35)		Imposte sul reddito ^(a)		(250)	(197)	
47,6	32,0	41,2		Tax rate (%)		32,8	32,0	
86	121	50	(41,9)	Utile (perdita) netto adjusted		512	419	(18,2)
242	149	303	25,2	Investimenti tecnici		628	664	5,7
				Margine di raffinazione				
6,6	3,3	4,7	(28,8)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	8,3	4,2	(49,4)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,71	5,76	5,38	(5,8)	Lavorazioni complessive in Italia		23,10	21,88	(5,3)
6,40	6,46	5,97	(6,7)	Lavorazioni in conto proprio		26,41	24,52	(7,2)
5,65	5,71	5,22	(7,6)	- Italia		22,72	21,61	(4,9)
0,75	0,75	0,75		- Resto d'Europa		3,69	2,91	(21,1)
0,06	0,06	0,06		Lavorazioni green		0,20	0,21	5,0
2,19	2,30	2,08	(5,0)	Vendite Rete Europa		8,89	8,59	(3,4)
1,51	1,59	1,47	(2,6)	- Italia		5,96	5,93	(0,5)
0,68	0,71	0,61	(10,3)	- Resto d'Europa		2,93	2,66	(9,2)
2,86	3,06	2,92	2,1	Vendite extrarete Europa		11,67	11,34	(2,8)
1,99	2,23	2,08	4,5	- Italia		7,84	8,16	4,1
0,87	0,83	0,84	(3,4)	- Resto d'Europa		3,83	3,18	(17,0)
0,11	0,12	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,43	0,43	
1.435	1.412	1.336	(6,9)	Produzioni prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.700	5.646	(0,9)
1.107	1.012	1.082	(2,3)	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	4.717	4.196	(11,0)

(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 2016** il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €75 milioni in calo di €59 milioni rispetto al quarto trimestre 2015 (-44%).

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €68 milioni con una riduzione di €25 milioni rispetto al quarto trimestre 2015 (-26,9%) principalmente a causa dell'andamento sfavorevole dei margini di raffinazione (-28,8% il riferimento SERM che passa da 6,6 \$/bl nel trimestre 2015 a 4,7 \$/bl nel quarto trimestre 2016), nonché per la manutenzione poliennale presso la raffineria di Livorno e per l'indisponibilità dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso ad inizio dicembre. A ciò si aggiunge una flessione dei risultati sulle attività commerciali dovuta a minori margini a causa di una maggiore pressione competitiva e alla cessione delle consociate in Slovenia e Ungheria.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza e ottimizzazione degli impianti. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl.

La Chimica ha chiuso il trimestre in sostanziale pareggio (€7 milioni l'utile operativo adjusted con una riduzione di 34 milioni rispetto al trimestre 2015; -82,9%) a causa del peggioramento generalizzato dello scenario commodity con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici. I volumi di vendita hanno registrato una flessione di circa il 3,9% a causa della debolezza della domanda, pressione competitiva e minore disponibilità di prodotto per fermate non programmate.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €88 milioni (€266 milioni nel 2016) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati privi di prospettive di redditività (€40 milioni e €104 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio), a oneri ambientali (€18 milioni e €104 milioni rispettivamente nei due reporting period), nonché alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €14 milioni nel trimestre; proventi di €3 milioni nell'esercizio) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting. Gli special item comprendono inoltre la radiazione delle unità dell'impianto di conversione Est presso la raffineria di Sannazzaro, danneggiate dall'evento occorso nel dicembre 2016 e l'accantonamento al fondo smantellamento (complessivi €217 milioni) parzialmente compensato dall'indennizzo assicurativo a carico di terzi (stimato in €122 milioni).

L'utile netto adjusted del quarto trimestre 2016 di €50 milioni evidenzia una riduzione di €36 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto del peggioramento della performance operativa.

Nel **2016** il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €583 milioni che rappresenta un peggioramento di €112 milioni rispetto al 2015. L'utile netto adjusted di €419 milioni diminuisce di €93 milioni. I driver di risultato sono gli stessi evidenziati nel trimestre.

Andamento operativo

Nel quarto trimestre 2016 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha visto ridurre il suo valore a 4,7 \$/barile (-28,8% rispetto a 6,6 \$/bl del trimestre 2015; nel 2016 a 4,2 \$/bl, in calo del 49,4% rispetto a 8,3 \$/bl del periodo di confronto) per effetto dell'indebolimento dei differenziali di diesel e benzina in una condizione di strutturale oversupply in Europa.

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state nel trimestre di 5,97 milioni di tonnellate, in riduzione del 6,7%, principalmente a causa della fermata per manutenzione poliennale presso la raffineria di Livorno. Le lavorazioni dell'esercizio sono state di 24,52 milioni di tonnellate con una flessione del 7,2%; a perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione nell'esercizio si ridetermina in 4,5% per maggiori fermate manutentive.

I **volumi di lavorazione green** per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia, stabili nel trimestre rispetto al periodo di confronto, evidenziano un incremento del 5% nell'esercizio.

Le **vendite rete in Italia** pari a 1,47 milioni di tonnellate del trimestre (5,93 milioni di tonnellate nell'esercizio) sono in leggero calo in uno scenario caratterizzato da forte pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 24,4% (24,3% nel quarto trimestre 2015).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,08 milioni di tonnellate sono in crescita del 4,5% rispetto al quarto trimestre 2015 (8,16 milioni di tonnellate, +4,1% rispetto al 2015) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, gasoli e benzine grazie alla crescita dei consumi, in parte compensati dalle minori vendite di bitumi e bunker.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono diminuite rispetto ai periodi di confronto per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia in entrambi i segmenti di mercato e in Spagna nel segmento extrarete.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.336 milioni di tonnellate sono in riduzione del 6,9% essenzialmente per effetto delle fermate non programmate. Nell'esercizio le produzioni pari a 5.646 milioni di tonnellate sono in riduzione dello 0,9%.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
15.066	13.195	15.807	4,9	Ricavi della gestione caratteristica	72.286	55.762	(22,9)
347	82	347	..	Altri ricavi e proventi	1.252	931	(25,6)
(13.122)	(11.067)	(13.087)	0,3	Costi operativi	(59.967)	(47.118)	21,4
(105)	(79)	94	..	Altri proventi e oneri operativi	(485)	16	..
(2.086)	(1.889)	(1.965)	5,8	Ammortamenti	(8.940)	(7.559)	15,4
(6.302)	(33)	656	..	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(6.534)	475	..
(497)	(17)	(212)	57,3	Radiazioni	(688)	(350)	49,1
(6.699)	192	1.640	..	Utile (perdita) operativo	(3.076)	2.157	..
(500)	(273)	(324)	35,2	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.306)	(885)	32,2
(391)	(178)	(280)	..	Proventi (oneri) su partecipazioni	105	(380)	..
(7.590)	(259)	1.036	..	Utile (perdita) prima delle imposte	(4.277)	892	..
(565)	(302)	(695)	(23,0)	Imposte sul reddito	(3.122)	(1.936)	38,0
..	..	67,1		Tax rate (%)	(73,0)	..	
(8.155)	(561)	341	..	Utile (perdita) netto - continuing operations	(7.399)	(1.044)	..
(669)			..	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.974)	(413)	79,1
(8.824)	(561)	341	..	Utile (perdita) netto	(9.373)	(1.457)	..
(8.723)	(562)	340	..	Di competenza azionisti Eni	(8.778)	(1.464)	..
(8.454)	(562)	340	..	- continuing operations	(7.952)	(1.051)	..
(269)			..	- discontinued operations	(826)	(413)	50,0
(101)	1	1	..	Interessenze di terzi	(595)	7	..
299	1	1	(99,7)	- continuing operations	553	7	(98,7)
(400)				- discontinued operations	(1.148)		..
(8.454)	(562)	340	..	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	(7.952)	(1.051)	..
409	(59)	(162)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	782	(120)	
7.961	137	281		Esclusione special item	8.487	831	
(84)	(484)	459	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	1.317	(340)	..
(217)				Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(514)		
(301)	(484)	459	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone^(a)	803	(340)	..

(a) Indicatori alternativi di performance. 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.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") 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.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

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

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Utile operativo adjusted, utile netto adjusted e flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 utilizzati per il confronto, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dell'IFRS 5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo della Saipem (in fase di dismissione al 31 dicembre 2015) alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa netto da attività operativa standalone.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato 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.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto

tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e 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.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

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

(€ milioni)

Esercizio 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione special item:								
oneri ambientali		1	104	88		193		193
svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)	81	104	40		(459)		(459)
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(8)			(10)		(10)
accantonamenti a fondo rischi	105	17	28	1		151		151
oneri per incentivazione all'esodo	24	4	12	7		47		47
derivati su commodity	19	(443)	(3)			(427)		(427)
differenze e derivati su cambi	(3)	(19)	3			(19)		(19)
altro	461	270	26	93		850		850
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229		333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80	2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6	1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)	32	(6)		74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7	..	32,0			120,6		120,6
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61	(333)		(333)
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7		7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(120)		(120)
Esclusione special item						1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(340)		(340)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standardone
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni intragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877				1.136				1.136		1.136
Esclusione special item:													
oneri ambientali			137	88			225				225		225
svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)	(590)		6.534		6.534
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
plusvalenze nette su cessione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)	(1)		(407)		(407)
accantonamenti a fondo rischi		226	(5)	(10)			211				211		211
oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)	(12)		30		30
derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)		(24)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	254	(2)	69	285	17		623	(17)	(17)		606		606
Imposte sul reddito ^(a)	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)		53
Tax rate (%)	76,2	..	32,8				89,4				64,3		82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							(243)			848	605	(679)	(74)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317	(514)	803
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.778)			826	(7.952)		(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							782				782		782
Esclusione special item							8.671		(184)		8.487		8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(514)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317		803

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.720	5	168	(254)	1	1.640
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(56)	(181)			(237)
Esclusione special item:						
oneri ambientali		1	18	9		28
svalutazioni (riprese di valore) nette	(789)	81	40	28		(640)
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)		(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi	(1)	17	27			43
oneri per incentivazione all'esodo	19	3	7	4		33
derivati su commodity		(265)	(14)			(279)
differenze e derivati su cambi	(1)	33	5			37
altro	455	109	8	95		667
Special item dell'utile (perdita) operativo	(320)	(21)	88	136		(117)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.400	(72)	75	(118)	1	1.286
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	123	(1)	1	(391)		(268)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	77	(8)	9	4		82
Imposte sul reddito ^(a)	(741)	50	(35)	81	5	(640)
Tax rate (%)	46,3	..	41,2			58,2
Utile (perdita) netto adjusted	859	(31)	50	(424)	6	460
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						459
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						340
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(162)
Esclusione special item						281
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						459

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	(4.696)	(894)	(1.530)	(149)	(59)	57	(7.271)	59	513	572	(6.699)	513	(7.212)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		96	567				591				591		591
Esclusione special item:													
oneri ambientali			25	24			49				49		49
svlutazioni (riprese di valore) nette	5.100	137	1.055	10	379		6.681	(379)		(379)	6.302		6.302
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
plusvalenze nette su cessione di asset	(37)			6			(31)				(31)		(31)
accantonamenti a fondo rischi		132	2	(1)			133				133		133
oneri per incentivazione all'esodo	(1)	(1)	7	1	8		14	(8)		(8)	6		6
derivati su commodity	(14)	144	11				141				141		141
differenze e derivati su cambi	(51)	7	(6)				(50)				(50)		(50)
altro	128	397	3	8	7		543	(7)		(7)	536		536
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.294	816	1.097	48	394	(15)	7.649	(394)	(394)	7.255	7.255	(513)	7.255
Utile (perdita) operativo adjusted	598	18	134	(101)	335	(15)	969	(335)	513	178	1.147	(513)	634
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(72)	5	(1)	(240)	(1)		(309)	1	2	3	(306)	(2)	(308)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	100	5	31	(6)	37		167	(37)		(37)	130		130
Imposte sul reddito ^(a)	(599)	(64)	(78)	(12)	(136)	(15)	(904)	136	(12)	124	(780)	12	(768)
Tax rate (%)	95,7	..	47,6				109,3				80,3		168,4
Utile (perdita) netto adjusted	27	(36)	86	(359)	235	(30)	(77)	(235)	503	268	191	(503)	(312)
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							123			152	275	(286)	(11)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(200)			116	(84)	(217)	(301)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.723)			269	(8.454)		(8.454)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							409				409		409
Esclusione special item							8.114		(153)		7.961		7.961
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(217)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(200)			116	(84)		(301)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	559	(325)	192	(167)	(67)	192
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(12)	(73)		(2)	(87)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			19	45		64
svalutazioni (riprese di valore) nette			30	3		33
plusvalenze nette su cessione di asset		1	(1)			
accantonamenti a fondo rischi	106		1			107
oneri per incentivazione all'esodo	1		1	1		3
derivati su commodity	4	(34)	(3)			(33)
differenze e derivati su cambi	(27)	(12)	1			(38)
altro	1	8	8			17
Special item dell'utile (perdita) operativo	85	(37)	56	49		153
Utile (perdita) operativo adjusted	644	(374)	175	(118)	(69)	258
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(63)	3		(175)		(235)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(46)	(10)	3	(13)		(66)
Imposte sul reddito ^(a)	(548)	79	(57)	64	22	(440)
Tax rate (%)	102,4	..	32,0			(1.023,3)
Utile (perdita) netto adjusted	(13)	(302)	121	(242)	(47)	(483)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(562)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(59)
Esclusione special item						137
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
4.444	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.875	7.673
(480)			Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	(720)	
3.964	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	12.155	7.673

Analisi degli special item¹²

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
49	64	28	Oneri ambientali	225	193
6.681	33	(640)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	7.124	(459)
169			Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169	7
(31)		(6)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(406)	(10)
133	107	43	Accantonamenti a fondo rischi	211	151
14	3	33	Oneri per incentivazione all'esodo	42	47
141	(33)	(279)	Derivati su commodity	164	(427)
(50)	(38)	37	Differenze e derivati su cambi	(63)	(19)
543	17	667	Altro	785	850
7.649	153	(117)	Special item dell'utile (perdita) operativo	8.251	333
205	38	56	Oneri (proventi) finanziari	292	166
			<i>di cui:</i>		
50	38	(37)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	63	19
521	112	362	Oneri (proventi) su partecipazioni	488	817
			<i>di cui:</i>		
	(45)	(5)	- plusvalenze da cessione	(33)	(57)
506	108	415	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	506	896
(36)	(166)	(20)	Imposte sul reddito	(7)	(72)
			<i>di cui:</i>		
880	(101)	122	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	880	170
860		6	- svalutazioni nette imposte differite estero upstream	860	6
(1.776)	(65)	(148)	- fiscalità su special item dell'utile operativo (estero) e altro	(1.747)	(248)
8.339	137	281	Totale special item dell'utile (perdita) netto	9.024	1.244
			<i>di competenza:</i>		
225			- interessenze di terzi	353	
8.114	137	281	- azionisti Eni	8.671	1.244

Analisi delle principali voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
4.977	3.991	4.855	(2,5)	Exploration & Production	21.436	16.089	(24,9)
10.720	9.211	11.986	11,8	Gas & Power	52.096	40.961	(21,4)
4.878	4.910	5.125	5,1	Refining & Marketing e Chimica	22.639	18.733	(17,3)
3.875	3.989	4.141	6,9	- Refining & Marketing	18.458	14.932	(19,1)
1.107	1.012	1.082	(2,3)	- Chimica	4.717	4.196	(11,0)
(104)	(91)	(98)		- Elisioni	(536)	(395)	
391	323	391		Corporate e altre attività	1.468	1.343	(8,5)
(206)				Effetto eliminazione utili interni			
(5.694)	(5.240)	(6.550)		Elisioni di consolidamento	(25.353)	(21.364)	
15.066	13.195	15.807	4,9		72.286	55.762	(22,9)

¹² Dettaglio svalutazioni e riprese di valore delle continuing operations nella pagina successiva.

Costi operativi

(€ milioni)							
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
12.390	10.358	12.346	(0,4)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	56.848	44.124	(22,4)
182	171	87		<i>di cui: altri special item</i>	436	360	
732	709	741	1,2	Costo lavoro	3.119	2.994	(4,0)
17	14	33		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	41	47	
13.122	11.067	13.087	(0,3)		59.967	47.118	(21,4)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)							
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
1.867	1.692	1.757	(5,9)	Exploration & Production	8.080	6.772	(16,2)
97	88	92	(5,2)	Gas & Power	363	354	(2,5)
114	98	106	(7,0)	Refining & Marketing e Chimica	454	389	(14,3)
87	89	95	9,2	- Refining & Marketing	346	359	3,8
27	9	11	(59,3)	- Chimica	108	30	(72,2)
15	18	17	13,3	Corporate e altre attività	71	72	1,4
(7)	(7)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(28)	(28)	
2.086	1.889	1.965	(5,8)	Ammortamenti	8.940	7.559	(15,4)
6.302	33	(656)	..	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(475)	..
8.388	1.922	1.309	(84,4)	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	15.474	7.084	(54,2)
497	17	212	..	Radiazioni	688	350	(49,1)
8.885	1.939	1.521	(82,9)		16.162	7.434	(54,0)

(€ milioni)						
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio		
				2015	2016	
6.142	33	849	Svalutazione asset materiali/immateriali	6.376	1.067	
161			Svalutazione goodwill	161		
(1)		(1.505)	Riprese di valore	(3)	(1.542)	
6.302	33	(656)	Sub totale	6.534	(475)	
		16	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		16	
6.302	33	(640)	Totale svalutazioni (riprese di valore)	6.534	(459)	

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
Esercizio 2016	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)	(144)	(326)
Dividendi	88		48	7	143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	7		11	(32)	(14)
Altri proventi (oneri) netti	(63)	(84)	(14)	(22)	(183)
	(166)	(65)	42	(191)	(380)

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. 2015	30 sett. 2016	31 dic. 2016	Var. ass. vs. 31 dic. 2015	Var. ass. vs. 30 sett. 2016
Debiti finanziari e obbligazionari	27.793	27.579	27.239	(554)	(340)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.396	4.694	6.675	(1.721)	1.981
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.397	22.885	20.564	1.167	(2.321)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.209)	(4.802)	(5.674)	(465)	(872)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(6.321)	(6.404)	(1.376)	(83)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(448)	(385)	300	63
Indebitamento finanziario netto	16.871	16.008	14.776	(2.095)	(1.232)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.409	50.144	53.086	(4.323)	2.942
Leverage	0,29	0,32	0,28	(0,01)	(0,04)

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 2016

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2016 ^(a)
Eni SpA	3.622
Eni Finance International SA	102
	3.724

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

Prestiti obbligazionari emessi nel 2016 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2016 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	900	EUR	893	2024	fisso	0,625
Eni SpA	800	EUR	797	2028	fisso	1,625
Eni SpA	700	EUR	700	2022	fisso	0,750
Eni SpA	600	EUR	594	2028	fisso	1,125
Eni SpA	400	EUR	383	2022		convertibile
	3.400		3.367			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

1 Gen. 2015		31 Dic. 2015	30 Sett. 2016	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ				
Attività correnti				
6.614	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.209	4.802	5.674
5.024	Attività finanziarie destinate al trading	5.028	5.968	6.166
257	Attività finanziarie disponibili per la vendita	282	353	238
28.601	Crediti commerciali e altri crediti	21.640	18.860	17.593
7.555	Rimanenze	4.579	4.558	4.637
762	Attività per imposte sul reddito correnti	360	381	383
1.209	Attività per altre imposte correnti	630	434	689
4.385	Altre attività correnti	3.642	2.118	2.591
54.407		41.370	37.474	37.971
Attività non correnti				
75.991	Immobili, impianti e macchinari	68.005	67.882	70.793
1.581	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.044	1.184
4.420	Attività immateriali	3.034	2.835	3.269
3.172	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.853	4.157	4.040
2.015	Altre partecipazioni	660	285	276
1.042	Altre attività finanziarie	1.026	1.006	1.860
4.509	Attività per imposte anticipate	3.853	3.683	3.790
2.773	Altre attività non correnti	1.758	1.609	1.348
95.503		82.098	82.501	86.560
456	Discontinued operations e attività destinate alla vendita	15.533	13	14
150.366	TOTALE ATTIVITÀ	139.001	119.988	124.545
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
2.716	Passività finanziarie a breve termine	5.720	3.918	3.396
3.859	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.676	776	3.279
23.703	Debiti commerciali e altri debiti	14.942	14.581	16.703
534	Passività per imposte sul reddito correnti	431	361	426
1.873	Passività per altre imposte correnti	1.454	1.473	1.293
4.489	Altre passività correnti	4.712	2.480	2.599
37.174		29.935	23.589	27.696
Passività non correnti				
19.316	Passività finanziarie a lungo termine	19.397	22.885	20.564
15.882	Fondi per rischi e oneri	15.375	14.127	13.896
1.313	Fondi per benefici ai dipendenti	1.123	1.018	868
8.590	Passività per imposte differite	7.425	6.510	6.667
2.285	Altre passività non correnti	1.852	1.713	1.768
47.386		45.172	46.253	43.763
165	Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	6.485	2	
84.725	TOTALE PASSIVITÀ	81.592	69.844	71.459
PATRIMONIO NETTO				
2.455	Interessenze di terzi	1.916	48	49
Patrimonio netto di Eni:				
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
(284)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)	(110)	189
60.763	Altre riserve	62.761	50.026	52.329
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
(2.020)	Acconto sul dividendo	(1.440)	(1.440)	(1.441)
1.303	Utile (perdita) netto	(8.778)	(1.804)	(1.464)
63.186	Totale patrimonio netto di Eni	55.493	50.096	53.037
65.641	TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.409	50.144	53.086
150.366	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.001	119.988	124.545

CONTO ECONOMICO

(€milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
15.066	13.195	15.807	RICAVI		
347	82	347	Ricavi della gestione caratteristica	72.286	55.762
15.413	13.277	16.154	Altri ricavi e proventi	1.252	931
			Totale ricavi	73.538	56.693
12.390	10.358	12.346	COSTI OPERATIVI		
732	709	741	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	56.848	44.124
(105)	(79)	94	Costo lavoro	3.119	2.994
2.086	1.889	1.965	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(485)	16
6.302	33	(656)	AMMORTAMENTI	8.940	7.559
497	17	212	SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE	6.534	(475)
(6.699)	192	1.640	RADIAZIONI	688	350
1.523	762	1.898	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(3.076)	2.157
(1.991)	(892)	(1.920)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
(9)	(36)	68	Proventi finanziari	8.635	5.850
(23)	(107)	(370)	Oneri finanziari	(10.104)	(6.232)
(500)	(273)	(324)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
			Strumenti finanziari derivati	160	(482)
				(1.306)	(885)
(460)	(208)	(199)	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
69	30	(81)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(471)	(326)
(391)	(178)	(280)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	576	(54)
(7.590)	(259)	1.036		105	(380)
(565)	(302)	(695)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	(4.277)	892
(8.155)	(561)	341	Imposte sul reddito	(3.122)	(1.936)
(669)			Utile (perdita) netto - continuing operations	(7.399)	(1.044)
(8.824)	(561)	341	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.974)	(413)
			Utile (perdita) netto	(9.373)	(1.457)
(8.454)	(562)	340	Di competenza Azionisti Eni:		
(269)			- continuing operations	(7.952)	(1.051)
(8.723)	(562)	340	- discontinued operations	(826)	(413)
				(8.778)	(1.464)
299	1	1	Interessenze di terzi		
(400)			- continuing operations	553	7
(101)	1	1	- discontinued operations	(1.148)	
				(595)	7
(2,42)	(0,16)	0,09	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(2,42)	(0,16)	0,09	- semplice	(2,44)	(0,41)
			- diluito	(2,44)	(0,41)
(2,35)	(0,16)	0,09	Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(2,35)	(0,16)	0,09	- semplice	(2,21)	(0,29)
			- diluito	(2,21)	(0,29)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2015	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(9.373)	(1.457)
Componenti non riclassificabili a conto economico	15	(19)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti</i>	36	16
<i>Effetto fiscale</i>	(21)	(35)
Componente riclassificabili a conto economico	4.634	1.889
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	4.837	1.198
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(256)	883
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(4)	(4)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(9)	32
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	66	(220)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	4.649	1.870
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(4.724)	413
di competenza:		
Azionisti Eni	(4.195)	406
- continuing operations	(3.416)	819
- discontinued operations	(779)	(413)
Interessenze di terzi	(529)	7
- continuing operations	554	7
- discontinued operations	(1.083)	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1 gennaio 2015	65.641
Totale utile (perdita) complessivo	(4.724)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(21)
Altre variazioni	(30)
Totale variazioni	(8.232)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2015	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	413
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Altre variazioni	21
Totale variazioni	(4.323)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2016	53.086
di competenza:	
- azionisti Eni	53.037
- interessenze di terzi	49

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
(8.155)	(561)	341	Utile (perdita) netto - continuing operations	(7.399)	(1.044)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.086	1.889	1.965	Ammortamenti	8.940	7.559
6.302	33	(656)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(475)
497	17	212	Radiazioni	688	350
460	208	199	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	471	326
(136)	(10)	(11)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(577)	(48)
(120)	(22)	(66)	Dividendi	(402)	(143)
(42)	(48)	(41)	Interessi attivi	(164)	(209)
166	165	161	Interessi passivi	659	645
565	302	695	Imposte sul reddito	3.122	1.936
482	20	20	Altre variazioni	586	(9)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
1.165	(158)	(145)	- rimanenze	1.638	(273)
1.003	397	(648)	- crediti commerciali	4.944	1.286
132	(292)	1.827	- debiti commerciali	(2.342)	1.495
321	190	(280)	- fondi per rischi e oneri	43	(1.043)
520	(252)	701	- altre attività e passività	498	647
3.141	(115)	1.455	Flusso di cassa del capitale di esercizio	4.781	2.112
(14)	14		Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(3)	22
221	42	83	Dividendi incassati	545	212
26	23	70	Interessi incassati	81	160
(152)	(26)	(360)	Interessi pagati	(692)	(780)
(883)	(606)	(819)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.295)	(2.941)
4.444	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.875	7.673
19			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.226)	
4.463	1.325	3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.649	7.673
			Investimenti:		
(2.793)	(2.035)	(2.185)	- attività materiali	(11.177)	(9.067)
(58)	(16)	(65)	- attività immateriali	(125)	(113)
(57)	(6)	(6)	- partecipazioni	(228)	(1.164)
(71)	(58)	(53)	- titoli	(201)	(1.336)
(536)	(316)	(268)	- crediti finanziari	(1.103)	(1.208)
(622)	(81)	42	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(1.058)	(8)
(4.137)	(2.512)	(2.535)	Flusso di cassa degli investimenti	(13.892)	(12.896)
			Disinvestimenti:		
6	3	7	- attività materiali	427	19
			- attività immateriali	32	
2	53		- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	73	(362)
1.345	14	26	- partecipazioni	1.726	508
7	9	4	- titoli	18	20
158	370	777	- crediti finanziari	533	8.063
27		154	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	160	205
1.545	449	968	Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.969	8.453
(2.592)	(2.063)	(1.567)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(10.923)	(4.443)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
387	1.827	272	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.376	4.202
(1.612)	(211)	(143)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.466)	(2.323)
19	238	(927)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	3.216	(2.645)
(1.206)	1.854	(798)		2.126	(766)
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	
(23)	(1.408)	(33)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.457)	(2.881)
			Dividendi pagati ad altri azionisti	(21)	(4)
(1.229)	446	(831)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.351)	(3.651)
(11)		(4)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(13)	(5)
(889)			Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations	(889)	889
35	(5)	26	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	122	2
(223)	(297)	872	Flusso di cassa netto del periodo	(1.405)	465
5.432	5.099	4.802	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)	6.614	5.209
5.209	4.802	5.674	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)	5.209	5.674

(*) 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. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
(377)	30	42	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(300)	5.271

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016		Esercizio	
				2015	2016
			Analisi dei disinvestimenti delle imprese consolidate e dei rami d'azienda ceduti		
	26		Attività correnti	44	6.526
	64	1	Attività non correnti	125	8.615
	(23)		Indebitamento finanziario netto	(77)	(5.415)
	(24)		Passività correnti e non correnti	(45)	(6.334)
	43	1	Effetto netto dei disinvestimenti	47	3.392
	7		Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(34)	7
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
2	7	(1)	Plusvalenza per disinvestimenti	66	11
			Interessenza di terzi		(1.872)
2	57		Totale prezzo di vendita	79	532
			a dedurre:		
	(4)		Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	(894)
2	53		Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	73	(362)

Investimenti tecnici

(€ milioni)					Esercizio		
IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
2.254	1.919	1.916	(15,0)	Exploration & Production	10.234	8.458	(17,4)
				- acquisto di riserve proved e unproved		2	
53	45	45	(15,1)	- costi geologici e geofisici	254	204	(19,7)
74	113	134	81,1	- ricerca esplorativa	566	417	(26,3)
2.097	1.752	1.725	(17,7)	- sviluppo	9.341	7.770	(16,8)
30	9	12	(60,0)	- altro	73	65	(11,0)
74	23	53	(28,4)	Gas & Power	154	120	(22,1)
242	149	303	25,2	Refining & Marketing e Chimica	628	664	5,7
32	9	26	(18,8)	Corporate e altre attività	64	55	(14,1)
148	(4)	(3)		Elisioni di consolidamento	(85)	87	
2.750	2.096	2.295	(16,5)	Investimenti tecnici - continuing operations	10.995	9.384	(14,7)
53	45	45	(15,1)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	254	204	(19,7)
2.697	2.051	2.250	(16,6)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	10.741	9.180	(14,5)

Nel 2016 gli investimenti tecnici di €9.180 milioni (€10.741 milioni nel 2015) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.770 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato alcune modifiche non sostanziali all'impianto del centro oli di Viggiano in Val d'Agri, autorizzate dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico per la ripresa delle attività a seguito della notifica di dissequestro definitivo. Le attività di ricerca esplorativa (€417 milioni) hanno riguardato in particolare in Egitto, Indonesia, Libia e Angola;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€298 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€123 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€69 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€41 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016			Esercizio	
					2015	2016
1.884	1.710	1.856	Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)	(migliaia di boe/giorno)	1.760	1.759
169	125	159	Italia		169	133
192	187	240	Resto d'Europa		185	201
684	638	680	Africa Settentrionale		662	647
343	330	334	Africa Sub-Sahariana		341	339
100	103	133	Kazakhstan		95	111
201	133	103	Resto dell'Asia		135	127
170	171	184	America		147	177
25	23	23	Australia e Oceania		26	24
166,2	148,5	161,1	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	614,1	608,6

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016			Esercizio	
					2015	2016
998	864	906	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	908	878
69	42	67	Italia		69	47
85	108	140	Resto d'Europa		85	109
290	242	241	Africa Settentrionale		272	244
258	239	237	Africa Sub-Sahariana		256	249
57	64	78	Kazakhstan		56	65
148	85	58	Resto dell'Asia		78	78
87	81	82	America		87	83
4	3	3	Australia e Oceania		5	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016			Esercizio	
					2015	2016
138	131	147	Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	133	136
16	13	14	Italia		16	13
17	12	15	Resto d'Europa		16	14
61	61	68	Africa Settentrionale		61	62
13	14	15	Africa Sub-Sahariana		13	14
7	6	9	Kazakhstan		6	7
8	8	7	Resto dell'Asia		9	8
13	14	16	America		9	15
3	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 (15,7 e 11,5 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2016 e 2015, rispettivamente, 13,5 e 11,2 milioni di metri cubi nel 2016 e 2015, rispettivamente e 13,1 nel terzo trimestre 2016).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2015	III trim. 2016	IV trim. 2016	Var. % IV trim. 16 vs 15		Esercizio		
					2015	2016	Var. %
9,51	8,76	10,25	7,8	ITALIA	38,44	38,43	(0,0)
1,36	0,40	1,26	(7,4)	- Grossisti	4,19	3,83	(8,6)
3,45	4,94	3,92	13,6	- PSV e borsa	16,35	17,08	4,5
1,04	1,06	1,19	14,4	- Industriali	4,66	4,54	(2,6)
0,43	0,27	0,44	2,3	- PMI e terziario	1,58	1,72	8,9
0,16	0,22	0,25	56,3	- Termoelettrici	0,88	0,77	(12,5)
1,52	0,27	1,53	0,7	- Residenziali	4,90	4,39	(10,4)
1,55	1,60	1,66	7,1	- Autoconsumi	5,88	6,10	3,7
12,87	11,25	13,42	4,3	VENDITE INTERNAZIONALI	52,44	50,50	(3,7)
10,36	9,07	11,42	10,2	Resto d'Europa	42,89	42,43	(1,1)
1,17	1,10	1,15	(1,7)	- Importatori in Italia	4,61	4,37	(5,2)
9,19	7,97	10,27	11,8	- Mercati europei	38,28	38,06	(0,6)
1,55	1,31	1,52	(1,9)	<i>Penisola Iberica</i>	5,40	5,28	(2,2)
0,96	1,79	1,84	91,7	<i>Germania/Austria</i>	5,82	7,81	34,2
1,74	1,48	1,23	(29,3)	<i>Benelux</i>	7,94	7,03	(11,5)
0,57	0,06		..	<i>Ungheria</i>	1,58	0,93	(41,1)
0,43	0,34	0,95	..	<i>Regno Unito</i>	1,96	2,01	2,6
2,06	1,50	2,07	0,5	<i>Turchia</i>	7,76	6,55	(15,6)
1,73	1,05	2,46	42,2	<i>Francia</i>	7,11	7,42	4,4
0,15	0,44	0,20	33,3	<i>Altro</i>	0,71	1,03	45,1
1,66	1,45	1,59	(4,2)	Mercati extra europei	6,39	5,45	(14,7)
0,85	0,73	0,41	(51,8)	E&P in Europa e Golfo del Messico	3,16	2,62	(17,1)
22,38	20,01	23,67	5,8	TOTALE VENDITE GAS MONDO	90,88	88,93	(2,1)

Schemi IFRS Eni SpA

Conto economico

(€ milioni)

	Esercizio	
	2015 ^(a)	2016
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	33.653	27.718
Altri ricavi e proventi	337	547
Totale ricavi	33.990	28.265
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(33.269)	(27.247)
Costo lavoro	(1.148)	(1.179)
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(622)	(50)
AMMORTAMENTI	(894)	(815)
SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE	(132)	(443)
RADIAZIONI	(63)	(209)
UTILE OPERATIVO	(2.138)	(1.678)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	2.642	2.149
Oneri finanziari	(2.982)	(2.540)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
Strumenti derivati	(94)	(34)
	(431)	(446)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	5.141	6.058
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations	2.572	3.934
Imposte sul reddito	(438)	232
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - continuing operations	2.134	4.166
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - discontinued operations	49	355
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	2.183	4.521

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione della Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Stato patrimoniale

(€ milioni)

	31 Dic. 2015 ^(a)	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.132	4.583
Attività finanziarie destinate al trading	5.028	6.062
Crediti commerciali e altri crediti:	14.561	15.658
- crediti finanziari	5.991	7.763
- crediti commerciali e altri crediti	8.570	7.895
Rimanenze	1.452	1.277
Attività per imposte sul reddito correnti	107	92
Attività per altre imposte correnti	244	346
Altre attività correnti	1.047	1.011
	26.571	29.029
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	8.437	8.046
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	899	1.172
Attività immateriali	1.204	1.205
Partecipazioni	32.915	40.009
Altre attività finanziarie	6.969	1.428
Attività per imposte anticipate	1.261	1.185
Altre attività non correnti	786	700
	52.471	53.745
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	236	4
TOTALE ATTIVITÀ	79.278	82.778
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.687	4.159
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.514	3.014
Debiti commerciali e altri debiti	6.369	6.209
Passività per imposte sul reddito correnti	57	4
Passività per altre imposte correnti	1.073	887
Altre passività correnti	1.838	1.205
	15.538	15.478
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	17.959	19.554
Fondi per rischi e oneri	3.971	4.054
Fondi per benefici ai dipendenti	366	391
Altre passività non correnti	1.881	1.366
	24.177	25.365
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations	1	
TOTALE PASSIVITÀ	39.716	40.843
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Altre riserve	34.436	34.472
Acconto sul dividendo	(1.440)	(1.441)
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile netto dell'esercizio	2.183	4.521
TOTALE PATRIMONIO NETTO	39.562	41.935
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	79.278	82.778

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione della Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Rendiconto finanziario

(€ milioni)

	Esercizio	
	2015	2016
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	2.134	4.166
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	894	815
Svalutazioni (riprese di valore) nette	132	443
Radiazioni	63	209
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	5.374	374
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	29
Dividendi	(10.366)	(6.486)
Interessi attivi	(241)	(161)
Interessi passivi	675	588
Imposte sul reddito	438	(232)
Altre variazioni	129	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	872	(66)
- crediti commerciali	4.616	1.353
- debiti commerciali	(3.133)	93
- fondi per rischi e oneri	(338)	(30)
- altre attività e passività	1.651	(585)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>3.668</i>	<i>765</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		16
Dividendi incassati	11.041	6.458
Interessi incassati	234	165
Interessi pagati	(708)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	6	7
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.316	6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.316	6.623
Investimenti:		
- attività materiali	(1.162)	(788)
- attività immateriali	(60)	(58)
- partecipazioni	(7.711)	(8.299)
- titoli strumentali all'attività operativa	(3)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.582)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(35)	(507)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(12.553)</i>	<i>(11.237)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	20	5
- attività immateriali		
- attività destinate alla vendita	17	
- partecipazioni	1.586	2.209
- titoli		
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	176	5.405
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>1.799</i>	<i>7.619</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.754)	(3.618)

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione della Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Rendiconto finanziario (segue)

(€ milioni)

	Esercizio	
	2015	2016
Altre attività finanziarie destinate al trading	(120)	(1.257)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(501)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	79	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.288	(1.105)
Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.457)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.711)	(2.560)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto del periodo	(149)	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	4.281	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	4.132	4.583

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione della Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation.