



Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2016

Roma, 1 aprile 2017 - 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 operativo normalizzato³ 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

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 midstream. 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.	III trim.	IV trim.	Var. % IV trim. 16 vs 15	(€ milioni)	Esercizio		
2015	2016	2016			2015	2016	Var. %
634	258	1.286	102,8		4.486	2.315	(48,4)
(301)	(484)	459	..		803	(340)	..
3.964	1.325	3.248	(18,1)		12.155	7.673	(36,9)
(8.454)	(562)	340	104,0		(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		(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 netto ⁵ 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.

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 CO2 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 CO2 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, Kazakhstan, 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: Assemini 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:

- 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;
- 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.

(€ milioni)	PUBBLICATO		RIESPOSTO	
	IV trim. 2015	Esercizio 2015	IV trim. 2015	Esercizio 2015
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.

¹Utile operativo adjusted.

²Nel 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.

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

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

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

⁶In 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.

⁷Al 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.