



Eni: risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2014

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

Highlight finanziari

Cash flow operativo¹ record degli ultimi sei anni: €5,37 miliardi nel trimestre (+69%); €15,09 miliardi nel 2014 (+37%);

Leverage ridotto a 0,22 (0,25 a fine 2013);

Utile operativo adjusted: €2,32 miliardi nel trimestre (-34%); €11,57 miliardi nel 2014 (-9%);

Utile netto adjusted: €0,46 miliardi nel trimestre (-64%); €3,71 miliardi nel 2014 (-16%);

Utile netto: -€2,34 miliardi nel trimestre; €1,33 miliardi nel 2014;

Dividendo² €1,12 per azione, di cui €0,56 distribuito in settembre (€1,10 nel 2013);

Buy back di 21,66 milioni di azioni per un controvalore di €0,38 miliardi che insieme ai dividendi ha determinato un distribution yield³ dell'8,3%.

Highlight operativi

Produzione di idrocarburi⁴: 1,65 milioni di boe/giorno nel trimestre (+6,7%); (1,6 milioni nell'anno; +0,6%);

Stima preliminare delle riserve certe a criteri US SEC: 6,6 miliardi di boe. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve: 112%;

Avviati i progetti West Hub in Angola e Nené in Congo con time-to-market al top dell'industria;

Nuove scoperte esplorative in Congo, Angola, Gabon, Indonesia, Ecuador ed Egitto in aree proven;

Acquisiti nuovi permessi esplorativi nell'offshore di Portogallo, Sud Africa, Regno Unito, Vietnam, Egitto, Cina, Norvegia, Stati Uniti e Myanmar; rinnovata per tre anni la licenza esplorativa del blocco 15/06 in Angola;

Ceduta la partecipazione nel progetto South Stream.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel quarto trimestre, in presenza di un contesto di mercato sfavorevole, Eni ha ottenuto eccellenti risultati ed una generazione di cassa record negli ultimi sei anni. I

motivi principali di tale performance sono stati l'elevato valore della produzione upstream e l'accelerazione della ristrutturazione dei business mid-downstream. Sono inoltre proseguite le iniziative, avviate nel maggio 2014, di ribilanciamento del portafoglio di gruppo, di focalizzazione sulle attività core upstream ulteriormente rafforzate dai continui successi esplorativi e da una costante crescita organica delle riserve certe, e di ricerca di un maggior livello di efficienza. In funzione dei risultati conseguiti proporrò al prossimo CdA la distribuzione di un saldo dividendo 2014 di €0,56 per azione."

Utile operativo adjusted

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

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

Utile netto adjusted

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

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

Utile netto reported

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

L'utile netto dell'esercizio 2014 è stato di €1,33 miliardi e include gli oneri descritti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di un provento straordinario della gestione fiscale di €0,82 miliardi dovuto alla definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009. Il confronto dell'utile netto con i corrispondenti valori del 2013 risente delle rilevanti plusvalenze conseguite nell'esercizio precedente in relazione alla cessione del 20% della scoperta in Mozambico (€2,99 miliardi, nell'esercizio 2013) e alla rivalutazione al prezzo di vendita dell'interest in Artic Russia (€1,68 miliardi, nel quarto trimestre e nell'esercizio 2013) che hanno compensato oneri straordinari e da valutazione scorte di €3,9 miliardi.

Cash flow operativo

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

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

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

rispetto all'euro (+12% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2013 e al 31 dicembre 2014).

Dividendo 2014

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

Exploration & Production

La produzione d'idrocarburi del quarto trimestre 2014 è stata di 1,648 milioni di boe/giorno con un incremento del 6,7% rispetto al quarto trimestre 2013 escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia (1,598 milioni di boe/giorno nell'anno, +0,6%).

I principali incrementi sono stati registrati nel Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature.

Gas & Power

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

Refining & Marketing

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

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

Cambio euro/dollaro USA

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

Sviluppi di business

Exploration & Production

Successi esplorativi

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

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

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

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

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

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

Le altre scoperte di rilievo sono state in:

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

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

(iii) Stati Uniti: perforati con successo i pozzi esplorativi Stallings 1H e Mitchell 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources alla fine del 2013 volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale-oil) situati nella

parte meridionale del bacino del Delaware nel West Texas. I pozzi sono già allacciati alla produzione;

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

Nuovo acreage esplorativo

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

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

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

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

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

(v) Sud Africa: acquisizione dei diritti di esplorazione nel permesso offshore ER236 con un working interest del 40% e l'operatorship. L'area esplorativa si estende per circa 82.000 chilometri quadrati lungo le coste orientali del Paese;

(vi) Vietnam: firmati i Production Sharing Contract per l'esplorazione dei blocchi offshore 122, 116 (Eni 100%) e 124 (Eni 60%). Il commitment esplorativo è previsto in 7 anni;

(vii) Norvegia: assegnate due licenze esplorative nel Mare di Barents, dove Eni diventa operatore dell'area PL806, e nel Mare del Nord;

(viii) Regno Unito: acquisizione dell'operatorship dei blocchi esplorativi 22/19c (Eni 50%), 22/19e (Eni 57,14%) e 30/1b (Eni 100%);

(ix) Stati Uniti: acquisizione dell'operatorship dei blocchi esplorativi MC246 e MC290 (Eni 100%) nel Golfo del Messico e su un'area nella Leon Valley (Texas Occidentale) con una quota del 50%, per esplorare e sfruttare giacimenti di shale oil;

(x) Algeria: assegnate tre autorizzazioni di prospezione esplorativa nelle aree El Guefoul, Tinerkouk e Terfas nell'onshore meridionale del Paese.

Attività di sviluppo

Kazakhstan

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

Congo

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

A fine dicembre 2014 è stata avviata in produzione la recente scoperta di Nené nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di

produzione con un livello iniziale di 7,5 mila boe/giorno, facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi e prevede l'installazione di piattaforme di produzione e la perforazione di oltre 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.

Egitto

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

Venezuela

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

Alaska

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

Turkmenistan

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

Messico

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

Angola

Nel dicembre 2014 è stata avviata la produzione del progetto West Hub Development nelle acque profonde del Blocco 15/06, primo progetto in produzione operato da Eni

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

Golfo del Messico

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

Ghana

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

Gas & Power

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

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

Refining & Marketing

Piano di sviluppo di Gela

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

upstream nella Regione siciliana.

Avvio della bio-raffineria di Venezia

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

Versalis

Ristrutturazione delle attività petrolchimiche in Sardegna

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

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

Ristrutturazione del polo petrolchimico di Porto Marghera

Nel novembre 2014 è stato definito con il Ministro dello Sviluppo economico e le parti sociali il piano di rilancio del polo petrolchimico di Porto Marghera attraverso lo sviluppo di un innovativo progetto di Chimica Verde e la chiusura definitiva dell'impianto di cracking a carica petrolifera. Il progetto "verde" in partnership con la società americana Elevance Renewable Science Inc. prevede l'industrializzazione, con impianti world-scale primi al mondo nel loro genere, di una nuova tecnologia per la produzione di bio-intermedi chimici da oli vegetali destinati a settori applicativi a elevato valore aggiunto quali detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.

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

Disinvestimenti

South Stream

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

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

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

- produzione di idrocarburi: è prevista in crescita rispetto al 2014 a parità di effetto prezzo nei PSA grazie all'avvio di nuovi giacimenti e al ramp-up di quelli avviati nel 2014 in particolare in Angola, Congo, Regno Unito, Stati Uniti e Norvegia;
- vendite di gas: sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;

- lavorazioni in conto proprio: sono previste in leggera ripresa per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario. In aumento le produzioni di biocarburanti grazie all'entrata a regime del progetto green refinery di Venezia;
- vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa: sono previste stabili in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva facendo leva sulle azioni di marketing volte a sostenere la quota di mercato;
- Ingegneria & Costruzioni: in presenza di uno scenario estremamente sfidante, riconducibile al crollo del prezzo del petrolio, l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

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

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

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

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2014 e al quarto trimestre 2013 e agli esercizi 2014 e 2013. Le informazioni sui flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2014, nonché al 31 dicembre 2013. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 31 dicembre 2014 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2013 e della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2014, come di seguito spiegato.

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

dei periodi contabili 2013 a seguito dell'applicazione dei nuovi principi contabili si fa rinvio al comunicato stampa sui risultati del primo trimestre 2014 pubblicato il 29 aprile 2014 e alla Relazione finanziaria semestrale consolidata pubblicata l'1 agosto 2014.