



## Eni: risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2015

San Donato Milanese, 30 luglio 2015 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2015 (non sottoposti a revisione contabile).

### Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: 1,754 mln boe/g nel trimestre +10,7%; 1,726 mln boe/g nel semestre +9%, crescita organica record negli anni 2000<sup>1</sup>. Escludendo l'effetto prezzo positivo nei contratti di production sharing +7,1% (+5,2% nel semestre);**
- **Revisione guidance produzione anno intero dal +5% a oltre il 7%;**
- **Gli avvii/ramp-up di giacimenti hanno contribuito 105 mila boe/giorno alle produzioni del semestre principalmente in Angola (West Hub e Kizomba Satelliti fase 2), Congo (Nené Marine) e USA (Hadrian South e Lucius);**
- **Avviato a luglio il giacimento giant a gas Perla nell'offshore del Venezuela, con un time to market al top del settore;**
- **Confermato il prossimo avvio del giacimento a olio Goliat nella sezione norvegese del mare di Barents;**
- **Nel semestre accertate risorse esplorative per 300 milioni di boe al costo unitario di 1,7 \$/boe;**
- **Firmati accordi in Egitto per nuovi progetti di sviluppo oil&gas e la revisione di alcuni contratti petroliferi esistenti;**
- **Firmati accordi per la vendita di GNL del progetto offshore Jangkrik in Indonesia con avvio nel 2017.**

### Highlight finanziari

- **Cash flow operativo<sup>2</sup>: €3,37 miliardi nel trimestre (€5,68 miliardi nel semestre), stabili rispetto al 2014 nonostante il forte peggioramento dello scenario;**

- **Indebitamento finanziario netto €16,5 miliardi a fine giugno; leverage a 0,26 (0,22 al 31 dicembre 2014);**
- **Utile operativo adjusted esclusa Saipem: -41% nel trimestre a €1,50 miliardi (-51% a €2,91 miliardi nel semestre); G&P, R&M e Chimica positivi in entrambi i reporting period 2015;**
- **Utile operativo adjusted: -72% a €0,76 miliardi nel trimestre (-63% a €2,33 miliardi nel semestre);**
- **Utile netto adjusted esclusa Saipem: €0,45 miliardi nel trimestre (-46%); €1,05 miliardi nel semestre (-47%);**
- **Utile netto adjusted: €0,14 miliardi nel trimestre (-84%); €0,79 miliardi nel semestre (-62%);**
- **Utile netto: -€0,11 miliardi nel trimestre; €0,59 miliardi nel semestre (-70%);**
- **Proposta di acconto dividendo di €0,40 per azione.**

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

*“Nel primo semestre di quest’anno abbiamo conseguito ottimi risultati industriali in tutti i business che ci hanno consentito di rivedere al rialzo alcuni degli obiettivi del piano strategico presentato a marzo. Nel settore upstream abbiamo raggiunto una crescita produttiva record e abbiamo contenuto significativamente i costi. Inoltre, il recente avvio della produzione del campo di Perla, in Venezuela, e l’ormai prossimo avvio di Goliat, in Norvegia, forniranno un contributo importante nella seconda parte dell’anno. I business del mid- downstream hanno tutti ottenuto risultati positivi, grazie ai forti progressi nel riassetto dei nostri impianti di raffinazione e petrolchimici, al successo nelle rinegoziazioni dei contratti gas e agli ulteriori interventi sull’efficienza. Queste azioni hanno contribuito a limitare gli effetti della caduta dei prezzi degli idrocarburi, sia in termini economici, sia in termini di cassa. Nonostante il dimezzamento del prezzo del barile, abbiamo conseguito €5,7 miliardi di cash flow, in linea con il primo semestre dello scorso anno, che ha finanziato la quasi totalità degli investimenti realizzati nel semestre. Si tratta di un risultato particolarmente rilevante, dato che operiamo in un settore che oggi ha come principale sfida proprio l’autofinanziamento degli investimenti. Questi risultati superiori alle attese ci consentono di confermare la proposta al CdA al prossimo 17 settembre di un acconto dividendo pari a €0,40 per azione.”*

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015 redatta ai sensi dell’art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista nei termini di legge unitamente agli esiti dell’attività di revisione.

| II trim. | I trim. | II trim. | Var.%<br>II trim.<br>15 vs<br>14 | RISULTATI<br>ECONOMICI <sup>(a)</sup>                  | (€<br>milioni) | I semestre |       |        |
|----------|---------|----------|----------------------------------|--|----------------|------------|-------|--------|
| 2014     | 2015    | 2015     |                                  |  |                | 2014       | 2015  | Var. % |
| 2.728    | 1.567   | 762      | (72,1)                           | <b>Utile operativo<br/>adjusted <sup>(b)</sup></b>     |                | 6.219      | 2.329 | (62,6) |
| 2.563    | 1.407   | 1.502    | (41,4)                           | <b>Utile operativo adjusted<br/>senza Saipem</b>       |                | 5.926      | 2.909 | (50,9) |
| 883      | 648     | 139      | (84,3)                           | <b>Utile netto<br/>adjusted</b>                        |                | 2.074      | 787   | (62,1) |
| 0,24     | 0,18    | 0,04     | (83,3)                           | - per azione <sup>(€) (c)</sup>                        |                | 0,57       | 0,22  | (61,4) |
| 0,66     | 0,41    | 0,09     | (86,4)                           | - per ADR <sup>(\$ (c) (d)</sup>                       |                | 1,56       | 0,49  | (68,6) |
| 831      | 600     | 448      | (46,1)                           | <b>Utile netto<br/>adjusted senza<br/>Saipem</b>       |                | 1.981      | 1.048 | (47,1) |
| 658      | 704     | (113)    | ..                               | Utile netto  |                | 1.961      | 591   | (69,9) |
| 0,18     | 0,20    | (0,04)   | ..                               | - per azione <sup>(€) (c)</sup>                        |                | 0,54       | 0,16  | (70,4) |
| 0,49     | 0,45    | (0,09)   | ..                               | - per ADR <sup>(\$ (c) (d)</sup>                       |                | 1,48       | 0,36  | (75,7) |
| 636      | 769     | 214      | (66,4)                           | <b>Utile netto senza<br/>Saipem</b>                    |                | 1.913      | 983   | (48,6) |
| 3.589    | 2.304   | 3.374    | (6,0)                            | <b>Flusso di cassa netto da<br/>attività operativa</b> |                | 5.740      | 5.678 | (1,1)  |

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

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

(c) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

### Utile operativo adjusted

Nel secondo trimestre 2015 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1,50 miliardi, escluso il risultato Saipem negativo per €0,74 miliardi, in calo del 41% rispetto al secondo trimestre 2014 a causa della flessione della performance dell'E&P (-€1,5 miliardi, pari al 49%) trainata dal calo di circa il 44% del prezzo del petrolio, il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19%). La riduzione della E&P è stata in parte compensata dal sensibile miglioramento della performance di R&M e della Chimica (+€0,36 miliardi) grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività.

Saipem ha registrato nel secondo trimestre 2015 la perdita adjusted di €0,74 miliardi a causa di write down di lavori in corso e crediti commerciali in considerazione del debole scenario del settore petrolifero.

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del trimestre è stato di €0,76 miliardi con una flessione del 72% su cui ha inciso l'effetto scenario negativo per €1,6 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,6 miliardi.

Nel primo semestre 2015 l'utile operativo adjusted esclusa Saipem (-€0,58 miliardi) è stato di €2,91 miliardi con una diminuzione del 51% a causa della contrazione del 61% della performance della E&P (-€3,9 miliardi) indotta dalla forte riduzione del prezzo del petrolio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei settori R&M e Chimica (+€0,8 miliardi) e in misura minore del settore G&P (+€0,07 miliardi).

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del semestre è stato di €2,33 miliardi con una flessione del 63%. Complessivamente sul risultato operativo adjusted l'effetto scenario ha pesato per €3,8 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,8 miliardi.

### **Utile netto adjusted**

Nel secondo trimestre 2015 l'utile netto adjusted esclusa Saipem è stato di €0,45 miliardi con una flessione del 46% rispetto al secondo trimestre 2014 dovuta al calo dell'utile operativo, alla variazione negativa del fair value delle partecipazioni di Snam e Galp (perdita di €53 milioni rispetto a proventi di €99 milioni nel periodo di confronto), nonché all'aumento del tax rate (2 punti percentuali) dovuto alla mancata valorizzazione fiscale dei citati oneri su partecipazioni e alla maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del settore E&P. Su base consolidata l'utile netto adjusted del trimestre è stato di €0,14 miliardi con una flessione dell'84% e un tax rate in aumento al 147% dovuto alla mancata valorizzazione fiscale dei suddetti write-down di Saipem.

L'utile netto adjusted del primo semestre 2015 di €1,05 miliardi esclusa Saipem è diminuito del 47% rispetto al primo semestre 2014 (-€0,93 miliardi). Su base consolidata l'utile netto adjusted del semestre è stato di €0,79 miliardi con una flessione del 62% e un tax rate in aumento all'83%.

### **Cash flow operativo**

Nel primo semestre 2015 il flusso di cassa netto dell'attività operativa di €5,68 miliardi e gli incassi da dismissioni (€0,64 miliardi) hanno coperto buona parte dei fabbisogni per il pagamento dei dividendi (€2,02 miliardi) e gli investimenti di periodo (€6,24 miliardi). L'indebitamento finanziario netto <sup>3</sup> al 30 giugno 2015 è pari a €16,48 miliardi con un incremento di €2,79 miliardi rispetto a fine 2014.

Rispetto alla situazione al 31 marzo 2015, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €1,34 miliardi per effetto del pagamento del saldo dividendo 2014 di Eni e degli investimenti di periodo, parzialmente compensati dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3,37 miliardi), che sconta minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto al 31 marzo 2015 (-€0,26 miliardi).

Il leverage <sup>4</sup>- rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi - è aumentato a 0,26 al 30 giugno 2015 rispetto a 0,22 al 31 dicembre 2014, a causa dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto, attenuato dall'incremento del total equity dovuto all'effetto positivo (+€3,5 miliardi) delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (cambio dollaro/euro +7,8% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 30 giugno 2015). Rispetto alla situazione al 31 marzo 2015 il leverage è aumentato di 0,04 anche per la riduzione delle differenze cambio da conversione (-€1,8 miliardi) a causa dell'apprezzamento dell'euro (+4%).

## Acconto dividendo 2015

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2015 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2015 sarà di €0,40 per azione<sup>5</sup> (€0,56 nel 2014) da mettere in pagamento a partire dal 23 settembre 2015 con stacco cedola il 21 settembre 2015.

- 1) Con l'eccezione del secondo semestre 2012 per la ripresa della produzione libica.
- 2) Flusso di cassa netto da attività operativa.
- 3) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.
- 4) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 33.
- 5) Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

| II trim. I trim. II trim. Var.% |              |              |                         | PRINCIPALI<br>INDICATORI<br>OPERATIVI              | I semestre                      |              |              |              |
|---------------------------------|--------------|--------------|-------------------------|--|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| 2014                            | 2015         | 2015         | II trim.<br>15<br>vs 14 |  | 2014                            | 2015         | Var.<br>%    |              |
| <b>1.584</b>                    | <b>1.697</b> | <b>1.754</b> | <b>10,7</b>             | <b>Produzione di idrocarburi</b>                   | <b>(migliaia di boe/giorno)</b> | <b>1,583</b> | <b>1,726</b> | <b>9,0</b>   |
| 813                             | 860          | 903          | 11,1                    | - Petrolio   | (migliaia di barili/giorno)     | 817          | 882          | 8,0          |
| 120                             | 130          | 132          | 10,0                    | - Gas naturale                                     | (milioni di metri cubi/giorno)  | 119          | 131          | 10,1         |
| <b>19,09</b>                    | <b>25,62</b> | <b>22,39</b> | <b>17,3</b>             | <b>Vendite gas mondo</b>                           | <b>(miliardi di metri cubi)</b> | <b>45,85</b> | <b>48,01</b> | <b>4,7</b>   |
| <b>7,75</b>                     | <b>8,47</b>  | <b>8,35</b>  | <b>7,7</b>              | <b>Vendite di energia elettrica</b>                | <b>(terawattora)</b>            | <b>16,00</b> | <b>16,82</b> | <b>5,1</b>   |
| <b>2,38</b>                     | <b>2,04</b>  | <b>2,29</b>  | <b>(3,8)</b>            | <b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b> | <b>(milioni di tonnellate)</b>  | <b>4,54</b>  | <b>4,33</b>  | <b>(4,6)</b> |
| <b>1,36</b>                     | <b>1,43</b>  | <b>1,33</b>  | <b>(2,4)</b>            | <b>Produzione prodotti petrolchimici</b>           | <b>(milioni di tonnellate)</b>  | <b>2,80</b>  | <b>2,76</b>  | <b>(1,6)</b> |

## Exploration & Production

La produzione di idrocarburi del secondo trimestre 2015 è stata di 1,754 milioni di boe/giorno, in aumento del 10,7% (1,726 milioni di boe/giorno nel semestre; +9%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement, la produzione registra un incremento del 7,1% (+5,2% nel semestre) dovuto al contributo dei nuovi avvisi e dei ramp-up di campi avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Congo, Stati Uniti, Egitto e Regno Unito e delle maggiori produzioni in Libia. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature.

## **Gas & Power**

Nel secondo trimestre 2015 le vendite di gas naturale sono state di 22,39 miliardi di metri cubi, in aumento di 3,30 miliardi di metri cubi (+17,3%) rispetto al secondo trimestre 2014. Le vendite in Italia sono aumentate del 45,5% a 10,58 miliardi di metri cubi grazie alle maggiori vendite all'hub (PSV) e ai maggiori volumi commercializzati nel segmento civile per effetto climatico, parzialmente compensati dalla flessione nei settori grossisti e termoelettrici. Le vendite nei mercati europei di 8,37 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 7,1%, principalmente in Germania come conseguenza della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014, e in Benelux per minori vendite ai grossisti. Considerando il primo semestre, il confronto tra 2015 e 2014 registra una crescita complessiva di Eni del 4,7%, raggiungendo 48,01 miliardi di metri cubi.

## **Refining & Marketing**

Nel secondo trimestre 2015 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha quadruplicato il suo valore rispetto al livello particolarmente depresso del secondo trimestre 2014 per effetto del calo della quotazione del marker Brent e dell'apprezzamento della benzina in un contesto di indisponibilità di impianti di produzione per fermate manutentive. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,50 milioni di tonnellate nel secondo trimestre, evidenziando una contrazione del 6,2% a causa principalmente della forte pressione competitiva. La quota di mercato è pari al 24,3% nel secondo trimestre 2015, in calo di 1,9 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (26,2%). Le vendite rete nel resto d'Europa del secondo trimestre 2015 sono sostanzialmente stabili.

## **Chimica**

La Chimica ha beneficiato delle azioni di ristrutturazione e riconversione del business poste in essere negli esercizi precedenti e dei migliorati margini delle commodity (in particolare la filiera etilene-polietilene-stirene) sostenuti dalla temporanea carenza di prodotto a causa di fermate non programmate di impianti, da una certa ripresa della domanda interna e dalla svalutazione dell'euro che ha reso meno competitive le importazioni.

## **Cambio euro/dollaro USA**

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2015 hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19,4% e -18,5% rispettivamente nei due periodi di confronto).

## **Sviluppi di business**

All'inizio di luglio è stato avviato il giacimento giant a gas Perla nell'offshore venezuelano, uno degli start up più significativi del 2015 per l'Eni. Il giacimento operato da una joint venture paritetica con Repsol è stato sviluppato con un

time-to-market di soli 5 anni, un tempo che si posiziona fra i migliori nel settore grazie all'utilizzo di moduli prefabbricati per la costruzione degli impianti di trattamento a terra, per minimizzare i lavori di costruzione.

Perla ha un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di barili di olio equivalente) e il full field plateau è stato pianificato in tre fasi per ridurre i tempi e diluire gli investimenti: la Fase 1 (*Early Production*) ha un plateau di produzione di circa 13 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 40 mila boe/giorno in quota Eni) incrementato dagli 8,4 milioni di metri cubi/giorno pianificati inizialmente, la Fase 2 prevede un plateau di circa 23 milioni di metri cubi/giorno dal 2017 (pari a circa 73 mila boe/giorno in quota Eni) e la Fase 3 un plateau finale di circa 34 milioni di metri cubi/giorno dal 2020 (corrispondenti a circa 110 mila boe/giorno in quota Eni).

Lo sviluppo del campo è stato reso possibile dalla firma del Gas Sales Agreement con PDVSA per le tre fasi di produzione, fino al 2036. Il gas sarà principalmente utilizzato da PDVSA nel mercato domestico.

E' stato finalizzato l'accordo con KazMunayGas per il trasferimento a Eni del 50% dei diritti di sfruttamento del sottosuolo per la ricerca e la produzione di idrocarburi nel blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale minerario, sarà gestito da una joint operating company tra Eni e KMG. Eni metterà a disposizione della venture le proprie tecnologie proprietarie. Il closing avverrà nei prossimi mesi con l'approvazione della transazione da parte della Repubblica del Kazakhstan.

Sono stati firmati tra i partner del progetto di sviluppo della scoperta a gas Jangkrik (Eni 55%, operatore) e PT Pertamina due accordi per la compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi rappresentano un importante progresso per la finalizzazione dello sviluppo di Jangkrik, che rappresenta uno dei primi progetti a gas in acque profonde in Indonesia sviluppato con uno schema di esecuzione accelerato.

In Ghana, con la ratifica da parte delle competenti Autorità, è stata conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni operatore, 47,22%). Il first oil è previsto nel 2017; il first gas nel 2018. Il picco produttivo di 80 mila boe/giorno è atteso per il 2019.

In Egitto è stato firmato con le competenti autorità del Paese un accordo petrolifero che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stato definito con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, i cui effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015 sono stati rilevati nei conti al 30 giugno 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

Sono stati inoltre assegnati tre Concession Agreement per operare nel blocco Southwest Melehia nel deserto occidentale egiziano e nei blocchi Karawan e North Leil nell'offshore del Mediterraneo.

In Myanmar, a seguito della partecipazione al Bid Internazionale competitivo, sono stati aggiudicati due Production Sharing Contract (PSC) per l'esplorazione dei due blocchi offshore MD-02 e MD-04.

In Norvegia sono state assegnate a seguito di competitive bid due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord.

Nel Regno Unito sono state assegnate quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale.

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

Scoperte "near-field": i) in Egitto nuove scoperte a olio e gas nella concessione Melehia con il pozzo Melehia West Deep, nel deserto occidentale e a gas nel prospetto esplorativo Nooros, nella licenza di Abu Madi West, nel Delta del Nilo; ii) in Libia ritrovamenti a gas e condensati nell'area contrattuale D nell'offshore che hanno interessato il prospetto esplorativo Bouri Nord e Bahr Essalam Sud, in entrambe le circostanze in prossimità dei giacimenti in produzione; iii) in Indonesia l'attività di valutazione della scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in posto. Eni valuta la possibilità di sviluppo accelerato della scoperta per ottimizzare le sinergie con il vicino campo offshore di Jangkrik, anch'esso operato da Eni.

Nel semestre si segnalano i seguenti avvii produttivi:

(i) Kizomba Satellite Fase 2, nel blocco 15, nell'offshore dell'Angola, con un totale di circa 190 milioni di barili di olio di riserve recuperabili e un picco produttivo atteso di 70.000 barili/giorno;

(ii) Cinguvu nell'ambito del progetto West Hub Development nel blocco 15/06 in Angola che prevede lo sviluppo modulare delle numerose scoperte del blocco per sostenerne il plateau produttivo. Il giacimento Cinguvu è il secondo a entrare in produzione dopo Sangos avviato nel 2014. I due giacimenti producono circa 60.000 barili/giorno;

(iii) Nené in Congo nel Blocco Marine XII, a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7.500 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 circa 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila barili/giorno;

(iv) Hadrian South nel Golfo del Messico con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni) e del giacimento Lucius con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni;

(v) West Franklin fase 2 in Regno Unito e Eldfisk 2 fase 1 in Norvegia.

## **Offerta di riacquisto del prestito obbligazionario convertibile in azioni Galp Energia**

Nell'ambito del prestito obbligazionario da €1.028.100.000 con scadenza 2015, convertibile in azioni ordinarie di Galp Energia SGPS S.A., Eni, in qualità di emittente, ha aderito all'offerta di vendita da parte dei portatori delle obbligazioni per l'importo nominale complessivo di €514.900.000 a fronte del pagamento per cassa. L'operazione è stata eseguita in base a una procedura d'asta competitiva. Il prezzo di acquisto delle obbligazioni validamente offerte è stato fissato in €100.400 per ogni €100.000 di valore nominale di tali obbligazioni. La data di regolamento è stata il 4 giugno 2015. Eni ha corrisposto, in aggiunta al prezzo di acquisto, gli interessi maturati e non ancora versati sino alla data di regolamento. Le obbligazioni riacquistate da Eni saranno cancellate in conformità al relativo regolamento, mentre le obbligazioni che non sono state offerte in vendita e/o riacquistate rimarranno in circolazione e soggette al relativo regolamento.

### **Versalis**

Firmato un accordo di cooperazione tecnologica con Ecombine ed EVE Rubber Institute per lo sviluppo di un'innovativa piattaforma tecnologica integrata che punta a commercializzare una nuova gamma di materiali elastomerici a elevate prestazioni meccaniche e basso impatto ambientale.

Firmato un accordo con la società indiana Reliance Industries Ltd per la commercializzazione della gomma stirene-butadiene.

### **Corporate Social Responsibility**

Nel maggio 2015 è stato assegnato a Eni il "Corporate Social Responsibility Award" per il contributo offerto allo sviluppo sostenibile nel territorio in cui operano e nella responsabilità sociale d'impresa. I valori che hanno contraddistinto Eni hanno riguardato la valorizzazione delle persone, l'attenzione all'ambiente, lo sviluppo delle comunità, la cultura e l'innovazione tecnologica.

Eni e il Politecnico di Milano hanno rinnovato fino al 2018 l'accordo di collaborazione finalizzato a supportare, secondo criteri di sostenibilità economica, ambientale e sociale, le innovazioni di frontiera dei processi e delle tecnologie nel settore oil&gas.

## **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 ha definito iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti e dei costi operativi mantenendo un solido focus sull'esecuzione e time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo della caduta del prezzo. Negli altri settori prevalentemente influenzati dal quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, eccesso di offerta/capacità e pressione competitiva. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. Il recupero della redditività in questi 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 una solida crescita rispetto al 2014 di oltre il 7% grazie agli avvii e ai ramp-up di giacimenti avviati nel 2014, principalmente in Venezuela, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Congo e ai maggiori volumi attesi in Libia;
- **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 nel segmento grandi clienti e in quello retail per contrastare la pressione competitiva;
- **lavorazioni in conto proprio:** escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nell'Est Europa, sono previste in aumento per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario, nonché per effetto della migliore performance attesa dell'impianto di conversione EST presso Sannazzaro e di minori fermate. In aumento le produzioni di biocarburanti del sito di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione in Italia in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva con una migliore performance della rete di proprietà. Stabili all'estero escludendo l'effetto della cessione delle reti in Est Europa.

Nel 2015 il management ha previsto iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending a parità di cambio rispetto al 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. Il management prevede che per effetto della gestione industriale e di portafoglio il leverage a fine esercizio rimarrà entro il limite di 0,30.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practices di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2015, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali trend di business rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro i termini di legge unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2015 e al secondo trimestre 2014 e al primo semestre 2015 e 2014. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2015, al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014. 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 nella preparazione della situazione contabile al 30 giugno 2015 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2014, ai quali si rinvia.

### **Nuovo segmental reporting Eni**

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Dal 1° gennaio 2015 la segment information è stata modificata con la finalità di allineare i reportable segment di Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management. Le principali variazioni rispetto alla precedente articolazione della segment information hanno riguardato:

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore G&P, coerentemente con la struttura organizzativa definita. In precedenza tali attività erano riportate nel segmento R&M nella logica di rappresentare i risultati per filiera di commodity. Nel 2014 l'attività oggetto di trasferimento ha registrato circa €50 miliardi di ricavi e una perdita operativa reported di €122 milioni;
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis e R&M, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili e della comparabilità dei prodotti e dei processi produttivi gestiti dei due business.
- i precedenti segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" che sono stati accorpati in quanto residuali, al fine di ridurre il numero dei reportable segment in linea con la segment information adottata dai principali player Oil&Gas.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili. Inoltre il management valuta l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted dei segmenti operativi. I risultati adjusted sono Non-GAAP measure di cui si fornisce informativa nelle note di commento a questo comunicato stampa.

Al 30 giugno 2015 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

- **E&P:** comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL;
- **G&P:** comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore G&P comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione dell'Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione;
- **R&M e Chimica:** comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici, riportati distintamente nei precedenti reporting periods;
- **Ingegneria & Costruzioni:** Eni attraverso la controllata Saipem, quotata alla borsa di

Milano (quota Eni 43%) è attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti e infrastrutture per l'industria oil&gas e nella fornitura di servizi di perforazione e altri oilfield services;

- **Corporate e altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial.

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

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per segmento operativo relative all'esercizio 2014 e ai periodi di confronto del presente comunicato stampa riepese in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni. Per maggiori informazioni sul nuovo segmental reporting Eni si rinvia alle note del comunicato stampa relativo ai risultati del primo trimestre 2015 pubblicato il 29 aprile 2015.

| (€ milioni)                          | E&P           | G&P           | R&M            | Versalis     | Ingegneria & Costruzioni | Corporate e società finanziarie | Altre attività | Elisioni        | Totale Gruppo  |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------|--------------|--------------------------|---------------------------------|----------------|-----------------|----------------|
| <b>II trim. 2014</b>                 |               |               |                |              |                          |                                 |                |                 |                |
| Ricavi della gestione caratteristica | 7.368         | 5.558         | 15.339         | 1.402        | 3.075                    | 342                             | 19             | (5.750)         | <b>27.353</b>  |
| Utile operativo                      | 2.791         | 40            | (262)          | (158)        | 164                      | (63)                            | (93)           | (164)           | <b>2.255</b>   |
| Utile operativo adjusted             | 2.981         | 70            | (219)          | (93)         | 165                      | (58)                            | (43)           | (75)            | <b>2.728</b>   |
| <b>I sem. 2014</b>                   |               |               |                |              |                          |                                 |                |                 |                |
| Ricavi della gestione caratteristica | 14.802        | 14.782        | 28.686         | 2.804        | 5.966                    | 671                             | 34             | (11.189)        | <b>56.556</b>  |
| Utile operativo                      | 6.221         | 653           | (623)          | (286)        | 291                      | (143)                           | (145)          | (67)            | <b>5.901</b>   |
| Utile operativo adjusted             | 6.431         | 311           | (442)          | (182)        | 293                      | (139)                           | (88)           | 35              | <b>6.219</b>   |
| <b>Esercizio 2014</b>                |               |               |                |              |                          |                                 |                |                 |                |
| Ricavi della gestione caratteristica | <b>28.488</b> | <b>28.250</b> | <b>56.153</b>  | <b>5.284</b> | <b>12.873</b>            | <b>1.378</b>                    | <b>78</b>      | <b>(22.657)</b> | <b>109.847</b> |
| Utile operativo                      | <b>10.766</b> | <b>186</b>    | <b>(2.229)</b> | <b>(704)</b> | <b>18</b>                | <b>(246)</b>                    | <b>(272)</b>   | <b>398</b>      | <b>7.917</b>   |
| Utile operativo adjusted             | <b>11.551</b> | <b>310</b>    | <b>(208)</b>   | <b>(346)</b> | <b>479</b>               | <b>(265)</b>                    | <b>(178)</b>   | <b>231</b>      | <b>11.574</b>  |
| Attività direttamente attribuibili   | <b>68.113</b> | <b>16.603</b> | <b>12.993</b>  | <b>3.059</b> | <b>14.210</b>            | <b>1.042</b>                    | <b>258</b>     | <b>(486)</b>    | <b>115.792</b> |

| (€ milioni)                                 | E&P           | G&P           | R&M e<br>Chimica | Ingegneria<br>&<br>Costruzioni | Corporate<br>e altre<br>attività | Elisioni        | Totale<br>Gruppo |
|---|---------------|---------------|------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------|------------------|
| <b>II trim. 2014</b>                        |               |               |                  |                                |                                  |                 |                  |
| Ricavi della gestione caratteristica        | 7.368         | 17.968        | 7.439            | 3.075                          | 353                              | (8.850)         | <b>27.353</b>    |
| Utile operativo                             | 2.791         | (19)          | (361)            | 164                            | (156)                            | (164)           | <b>2.255</b>     |
| Utile operativo adjusted                    | 2.981         | 14            | (256)            | 165                            | (101)                            | (75)            | <b>2.728</b>     |
| <b>I sem. 2014</b>                          |               |               |                  |                                |                                  |                 |                  |
| Ricavi della gestione caratteristica        | 14.802        | 37.941        | 14.455           | 5.966                          | 691                              | (17.299)        | <b>56.556</b>    |
| Utile operativo                             | 6.221         | 592           | (848)            | 291                            | (288)                            | (67)            | <b>5.901</b>     |
| Utile operativo adjusted                    | 6.431         | 256           | (569)            | 293                            | (227)                            | 35              | <b>6.219</b>     |
| <b>Esercizio 2014</b>                       |               |               |                  |                                |                                  |                 |                  |
| <b>Ricavi della gestione caratteristica</b> | <b>28.488</b> | <b>73.434</b> | <b>28.994</b>    | <b>12.873</b>                  | <b>1.429</b>                     | <b>(35.371)</b> | <b>109.847</b>   |
| <b>Utile operativo</b>                      | <b>10.766</b> | <b>64</b>     | <b>(2.811)</b>   | <b>18</b>                      | <b>(518)</b>                     | <b>398</b>      | <b>7.917</b>     |
| <b>Utile operativo adjusted</b>             | <b>11.551</b> | <b>168</b>    | <b>(412)</b>     | <b>479</b>                     | <b>(443)</b>                     | <b>231</b>      | <b>11.574</b>    |
| <b>Attività direttamente attribuibili</b>   | <b>68.113</b> | <b>19.342</b> | <b>13.313</b>    | <b>14.210</b>                  | <b>1.300</b>                     | <b>(486)</b>    | <b>115.792</b>   |

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

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

### **Disclaimer**

*Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di*

*petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.*