



San Donato Milanese
29 luglio 2016

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2016

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2016 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlights e previsioni

- **Produzione: 1,734 milioni di barili giorno nel semestre +0,5% (-2,2% nel trimestre), che si ridetermina in +2,4% (+1,5% nel trimestre) escludendo l'impatto del fermo in Val d'Agri**
- **Confermata la guidance di un livello produttivo stabile rispetto al 2015, nonostante l'impatto del fermo in Val d'Agri**
- **Conseguiti 5 avvii rilevanti di produzione, tra cui Goliat nel Mare di Barents, dei 6 previsti a budget. Confermato un contributo da avvii/ramp-up di circa 290 mila boe/g per il 2016, inclusa la produzione derivante da Nooros, in Egitto, avviata in tempi record**
- **Progetti di sviluppo in corso confermati nei tempi e nei costi a sostegno dell'incremento produttivo di oltre il 5% nel 2017 e con un contributo equity di 500 mila boe/g nell'arco di piano**
- **Esplorazione: 550 milioni di boe di nuove risorse prevalentemente near-field. Rivista al rialzo la guidance ad anno intero a 600 milioni di boe di nuove risorse rispetto all'obiettivo iniziale di 400 milioni di boe**
- **Ottimizzazione capex: confermata riduzione del 20% degli investimenti 2016 vs 2015 a cambi omogenei**
- **Nel semestre EBIT adjusted positivi in tutti i settori mid-downstream**
- **Cash flow¹: €3,1 miliardi (-51%). Confermato autofinanziamento dei capex allo scenario Brent di circa 50 \$/barile nel 2016**
- **Emissioni di GHG: -9% l'indice di emissione unitaria per barile prodotto in linea con gli obiettivi**

Risultati

- **Continuing operations:**
 - **risultato operativo adjusted: €0,77 miliardi nel semestre, -€2,3 miliardi sul 2015 (-75%) interamente per effetto scenario (-€2,8 miliardi), in parte compensato dalla performance; €0,19 miliardi nel trimestre (-88% sul secondo trimestre 2015)**
 - **risultato netto adjusted: -€0,27 miliardi nel semestre; -€0,29 miliardi nel trimestre**
 - **risultato netto: -€0,83 miliardi nel semestre; -€0,45 miliardi nel trimestre**
- **Risultato netto complessivo: -€1,24 miliardi nel semestre**
- **Indebitamento finanziario netto a €13,81 miliardi; leverage a 0,26**
- **Proposta di acconto dividendo di €0,40 per azione**

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel primo semestre 2016, in un mercato debole con primi segnali di ripresa, Eni ha conseguito risultati di rilievo. La produzione di idrocarburi supera le attese compensando il fermo delle attività in Val d'Agri e le interruzioni di produzione in Nigeria. I progetti di sviluppo mantengono le previsioni di tempo e di costo e consentiranno un incremento produttivo di oltre il 5% nel 2017. L'esplorazione, focalizzata sulle attività near-field, ha consentito di rivedere al rialzo in soli sei mesi le aspettative di nuove scoperte. Nel mid-downstream abbiamo conseguito risultati positivi in tutti i settori d'attività grazie alle azioni intraprese che continueranno come previsto. Complessivamente la strategia in atto, le azioni di ottimizzazione e la riduzione della base costi hanno consentito di compensare parte dell'effetto scenario con un beneficio sull'utile operativo di €1 miliardo. Manteniamo una struttura patrimoniale molto solida fondata sull'autofinanziamento degli investimenti ad un prezzo Brent di 50\$/barile. Su queste basi confermerò la proposta al CdA 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 2016 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.

¹ Flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations esclusa Salpem.

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	I semestre		
						2015	2016	Var. %
1.554	583	188	(87,9)	Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)		3.086	771	(75,0)
505	23	(290)	..	Utile (perdita) netto adjusted ^(b)		1.231	(267)	..
3.565	1.370	1.730	(51,5)	Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b)		6.397	3.100	(51,5)
498	(383)	(446)	..	Utile (perdita) netto delle continuing operations		1.285	(829)	..
0,14	(0,11)	(0,12)	..	- per azione (€) ^(c)		0,35	(0,23)	..
0,31	(0,24)	(0,27)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		0,78	(0,51)	..
(97)	(796)	(446)	..	Utile (perdita) netto di Gruppo		735	(1.242)	..
(0,03)	(0,22)	(0,12)	..	- per azione (€) ^(c)		0,20	(0,34)	..
(0,07)	(0,48)	(0,27)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		0,45	(0,76)	..

(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.

Continuing e discontinued operations

Per effetto dell'interruzione delle trattative con il fondo statunitense SK per la cessione del 70% di Versalis SpA di cui si dà notizia nel comunicato stampa del 21 giugno u.s., il settore chimico dell'Eni cessa di essere rappresentato come attività destinata alla vendita in base allo IFRS 5. Pertanto nei conti consolidati Eni del primo semestre 2016 i risultati del settore chimico sono rilevati linea per linea nelle continuing operations. La revoca del trattamento contabile ha efficacia retroattiva dalla data di classificazione iniziale (31 dicembre 2015), come se la stessa non fosse mai stata applicata. Pertanto i saldi iniziali della situazione contabile semestrale al 30 giugno 2016 sono stati riesposti per riflettere il ripristino del criterio dell'uso continuativo nella valutazione della Versalis. Tale modifica nella valutazione della Versalis ha avuto un effetto positivo per €294 milioni sul saldo iniziale del patrimonio netto consolidato e neutro sulla posizione finanziaria netta. Nei risultati consolidati, i valori economici e patrimoniali della Versalis, anche dei comparative period, sono rilevati tra le continuing operations, nelle singole voci delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi e sono stati aggregati con quelli di R&M in un unico reportable segment "R&M e Chimica" poiché questi due segmenti operativi sono organizzativamente unificati.

Nel presente comunicato stampa i risultati adjusted delle continuing operations del secondo trimestre e del primo semestre 2015 sono esposti su base standalone escludendo cioè il contributo di Saipem. Una misura di performance analogica è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa. La perdita netta delle discontinued operations del primo trimestre e del semestre 2016 rileva esclusivamente la svalutazione della partecipazione Saipem conseguente al suo allineamento alla quotazione di borsa del 22 gennaio data in cui è avvenuta la perdita del controllo a seguito della cessione a CDP Equity del 12,503% del capitale sociale e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale. Per maggiori informazioni v. le riconduzioni a pag. 22 e seguenti.

Risultati adjusted

Nel **secondo trimestre 2016** Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,19 miliardi, in significativa contrazione rispetto al secondo trimestre 2015 (-88%) a causa della flessione della E&P (-€1,23 miliardi pari a -78%) che riflette la continua debolezza del prezzo del petrolio (-26%) e del gas Italia, oltreché l'impatto del fermo in Val d'Agri per l'intero secondo trimestre, attenuati dalla crescita delle produzioni in altre aree, dalla riduzione dei costi e dai minori ammortamenti. Il settore G&P ha registrato una performance negativa (una variazione negativa di €260 milioni) a causa principalmente di minori benefici a tantum delle rinegoziazioni dei contratti di gas, dei minori margini GNL e di altri effetti non ricorrenti; tali impatti sono stati parzialmente assorbiti da riduzioni costi e ottimizzazioni. Il settore R&M e Chimica, nonostante uno scenario margini della raffinazione meno favorevole rispetto al 2015, ha registrato performance positive (+49% rispetto al secondo trimestre 2015) beneficiando delle iniziative di efficienza e ottimizzazione. Complessivamente lo scenario prezzi delle commodity ha penalizzato la performance operativa del trimestre per €1,4

miliardi, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 hanno pesato per €0,4 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €0,4 miliardi.

Nel secondo trimestre 2016, Eni ha registrato la perdita netta adjusted di €0,29 miliardi rispetto all'utile netto adjusted delle continuing operations su base standalone di €0,51 miliardi del secondo trimestre 2015. Tale risultato riflette il calo dell'utile operativo e la meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari attribuibile principalmente al settore E&P a causa della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati.

Nel **primo semestre 2016** l'utile operativo adjusted di €0,77 miliardi ha evidenziato una riduzione del 75% (-€2,32 miliardi) per effetto sostanzialmente degli stessi driver commentati nell'andamento del trimestre. Il risultato netto adjusted è una perdita di €0,27 miliardi. Complessivamente lo scenario prezzi delle commodity ha penalizzato la performance operativa del semestre per €2,8 miliardi, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 hanno pesato per €0,5 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

L'indebitamento finanziario netto² al 30 giugno 2016 è pari a €13,81 miliardi con una riduzione di €3,06 miliardi rispetto al 2015 per effetto del closing dell'operazione Saipem con il rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5,8 miliardi e l'incasso della cessione della partecipazione del 12,503% a CDP Equity SpA per €0,46 miliardi, in parte compensati dalla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della ex-controllata per €1,07 miliardi. Nel primo semestre 2016 il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €3,1 miliardi. Gli incassi da dismissioni sono stati €0,95 miliardi e hanno riguardato oltre il 12,503% di Saipem, la residua partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€0,33 miliardi). Tali flussi hanno coperto parte dei fabbisogni relativi al pagamento del saldo dividendo 2015 agli azionisti Eni (€1,44 miliardi), agli investimenti tecnici del semestre (€4,88 miliardi) e all'aumento di capitale sociale di Saipem.

Rispetto al 31 marzo 2016, l'indebitamento finanziario netto evidenzia un incremento di €1,59 miliardi. Il flusso di cassa netto da attività operativa del secondo trimestre è stato di €1,73 miliardi e ha coperto parte dei fabbisogni relativi al pagamento del saldo dividendo 2015 e agli investimenti del periodo (€2,42 miliardi).

Il leverage³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è diminuito a 0,26 al 30 giugno 2016 rispetto a 0,29 al 31 dicembre 2015 per effetto della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, determinato dal deconsolidamento del debito Saipem, in parte compensata dalla flessione del total equity a causa della perdita d'esercizio, delle minori interessenze di terzi a seguito del deconsolidamento Saipem e del pagamento del saldo dividendo 2015 (€1,44 miliardi).

Acconto dividendo 2016

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2016 e delle previsioni di piano, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2016 sarà di €0,40 per azione⁴ (€0,40 l'acconto 2015) da mettere in pagamento a partire dal 21 settembre 2016 con stacco cedola il 19 settembre 2016.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 30.

³ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pagg. 22 e seguenti del presente comunicato stampa.

⁴ 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.

Performance di sostenibilità e climate change

Performance di sostenibilità		I semestre		
		2015	2016	Var. %
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,45	0,40	(11,1)
Emissioni GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	20,78	19,58	(5,8)
- di cui da combustione e processo		15,69	14,68	(6,4)
- di cui da metano		1,38	1,18	(14,5)
- di cui da flaring		2,84	2,85	0,4
- di cui da venting		0,87	0,87	
Emissioni GHG upstream/produzione	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	25,14	22,91	(8,9)
Volume oil spill operativi	(barili)	601	584	(2,8)
Water reinjection	(%)	55,5	56,7	..

Performance

Tutte le performance sono in miglioramento rispetto al periodo di confronto.

- Le emissioni di GHG del primo semestre 2016 sono diminuite del 5,8% rispetto al primo semestre 2015 grazie alle minori emissioni da combustione (-1 milioni di tonnellate), al contenimento delle emissioni di metano (-0,2 milioni di tonnellate) conseguito grazie alle campagne sulle emissioni fuggitive terminate nel secondo semestre 2015 e ai progetti di efficienza energetica.
- L'indice di emissione rispetto alla produzione del settore upstream è migliorato dell'8,9% e risulta in linea con il target di fine anno.
- Nel primo semestre 2016 è proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni totali registrabili (-11,1% rispetto al periodo di confronto 2015), per i dipendenti (-27,5%) e i contrattisti (-4,2%). Sulle performance hanno influito positivamente l'intensificarsi delle visite di controllo in campo, i roadshow di sicurezza, le attività svolte presso il Safety Competence Center di Gela e l'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione.
- I barili sversati a seguito di oil spill operativi, riconducibili per il 97% al settore E&P, sono diminuiti del 2,8% rispetto al primo semestre 2015; il settore R&M e Chimica evidenzia un significativo miglioramento (19 barili sversati rispetto a 100 del primo semestre 2015). In Nigeria è in corso un piano di sostituzione dei gusci posizionati sui fori da effrazioni che costituiscono un potenziale punto debole.

Progetti di climate change

Nel maggio 2016 è stato lanciato un modello unico di integrazione tra business tradizionale e produzione di energia da fonti rinnovabili che prevede la realizzazione di progetti di generazione elettrica a emissioni zero localizzati presso gli impianti e le aree industriali dell'Eni, in modo da cogliere sinergie logistiche, contrattuali e commerciali con le attività tradizionali dell'azienda e riqualificare e valorizzare aree industriali attualmente inutilizzate. Le aree industriali identificate sono localizzate in Italia, Egitto e Pakistan. In Italia in particolare saranno sviluppati 5 progetti (Assemini, Porto Torres, Manfredonia, Priolo e Augusta) per una potenza complessiva installata di circa 70 megawatt; la seconda fase è basata sullo sviluppo di altri progetti per un'ulteriore potenza installata di circa 150 megawatt. Buona parte delle iniziative sarà basata sul fotovoltaico, ma saranno valutate anche soluzioni basate sulla biomassa e sul solare a concentrazione. Complessivamente, il Progetto Italia prevede l'installazione, da qui al 2022, di oltre 220 megawatt di nuova capacità, con un investimento tra €200-250 milioni. Dal punto di vista ambientale, il Progetto Italia potrà consentire di evitare emissioni di CO₂ per circa 180 mila tonnellate all'anno.

Questi progetti rappresentano il terzo pilastro della strategia di Eni per contribuire alla transizione energetica verso un futuro a basso contenuto di carbonio, basata, oltre che sulla promozione delle energie rinnovabili, sull'abbattimento delle emissioni di CO₂ nell'ambito della produzione di idrocarburi e sulla massimizzazione dell'utilizzo del gas, la fonte fossile con il più basso contenuto di carbonio.

Sviluppi di business

Iniziative E&P:

- giugno: significativa scoperta a gas nel prospetto esplorativo Baltim South West, nelle acque convenzionali del Delta del Nilo che incrementa fino a 70-80 miliardi di metri cubi di gas in posto il potenziale della cosiddetta "Great Nooros Area" attualmente in produzione dal campo Nooros. Baltim South West è un altro successo della strategia esplorativa "near-field" dell'Eni, indirizzata su temi di valore, capaci di garantire un rapido sviluppo delle nuove scoperte grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive esistenti. Il pozzo esplorativo di successo "Nidoco North 1-X" avviato in produzione, e il pozzo di sviluppo Nidoco North West 4, hanno portato la produzione del campo di Nooros a circa 65 mila boe/giorno (33 mila in quota Eni), in soli 10 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015.
- 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.
- marzo: assegnata la licenza esplorativa Cape Three Points Block 4, nell'offshore del Ghana. Il nuovo blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, anch'esso operato da Eni, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.
- marzo: accordo con Chariot Oil & Gas per l'acquisizione di una partecipazione (Farm-Out Agreement) nei permessi esplorativi I-VI nella licenza "Rabat" nell'offshore profondo del Marocco. Eni acquisirà il ruolo di operatore e un interest del 40% nonché diritti di esplorazione su di un'area di circa 11.000 chilometri quadrati. L'accordo è subordinato all'autorizzazione da parte delle autorità competenti e ad altre condizioni sospensive.
- febbraio: sanzionato da parte delle autorità egiziane lo sviluppo di Zohr, con avvio atteso entro la fine del 2017. Nel marzo è stata eseguita con successo la prima prova di produzione sul pozzo Zohr 2X, primo pozzo di delineazione della scoperta. Sono stati inoltre perforati nell'area nord il pozzo di delineazione Zohr 3X e il pozzo di sviluppo Zohr 4X, che hanno confermato il potenziale dell'area nord.
- febbraio: approvata dalle autorità del Mozambico la prima fase dello sviluppo di Coral per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- nel semestre acquisiti nuovi titoli esplorativi per complessivi 6.100 chilometri quadrati, principalmente in Ghana, Irlanda, Norvegia e Regno Unito.

Val d'Agri

Nell'ambito del procedimento penale per presunti reati ambientali nella gestione del centro oli di Viggiano (di cui si dà informativa nella Relazione finanziaria annuale 2015 – sezione "Contenziosi"), il 31 marzo 2016 la Procura della Repubblica di Potenza ha disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. Il 1 giugno 2016 Eni ha ricevuto da parte della Procura la notifica dell'atto di dissequestro temporaneo finalizzato a consentire l'esecuzione di alcune modifiche non sostanziali all'impianto, volte a risolvere quanto contestato dalla Procura. L'intervento per la realizzazione delle modifiche è stato autorizzato dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico. La modifica impiantistica è stata completata l'8 luglio 2016.

La società è in attesa che la Procura verifichi la corretta attuazione della modifica, procedendo al dissequestro definitivo.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

- **produzione di idrocarburi:** previsto un livello produttivo stabile rispetto al 2015 grazie ai ramp-up e agli avvii di nuovi giacimenti in Norvegia, Egitto, Angola, Venezuela e Congo. Tali incrementi saranno in grado di assorbire completamente l'interruzione della produzione in Val d'Agri di circa quattro mesi, i declini di giacimenti maturi e il minore contributo di one-off produttivi;
- **vendite di gas:** in un contesto di perdurante eccesso di offerta e pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in linea con la prevista riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti facendo leva sullo sviluppo di offerte commerciali innovative, sui servizi integrati e sull'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** su base omogenea escludendo cioè l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata nell'aprile 2015, le lavorazioni sono previste in leggera flessione rispetto al 2015 a causa della disottimizzazione conseguente alla minore disponibilità di greggio della Val d'Agri e di manutenzioni programmate;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** in un contesto di leggera ripresa della domanda e forte pressione competitiva, Eni prevede mantenere i volumi e la quota di mercato rete Italia incrementando il valore della base clienti facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica e nell'attività commerciale. In Europa al netto delle dismissioni nell'Est Europa, volumi stabili;
- **scenario prodotti chimici:** scenario moderatamente positivo con margini previsti in rafforzamento nel polietilene rispetto al 2015, pur in presenza di una contrazione a partire dal mese di giugno. In leggero calo la marginalità del cracker e del business stirenici. Rimane debole il business elastomeri, ma in miglioramento rispetto al 2015. Volumi di vendita sostanzialmente stabili.

Nel 2016 il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, selezione dei temi esplorativi e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento con conseguente riduzione attesa dello spending (-20%) a parità di cambio vs. 2015 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio, senza effetti sul tasso di crescita della produzione che nell'arco di piano è confermato a oltre il 3%. Leverage entro il limite dello 0,30 grazie al closing dell'operazione Saipem, agli effetti dell'ottimizzazione della gestione industriale ed assumendo di perfezionare entro l'anno le operazioni di portafoglio pianificate.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre 2016 è stato redatto su base volontaria 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. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo e primo trimestre 2016 e al primo semestre 2016, al secondo trimestre e al primo semestre 2015. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2016, 31 marzo 2016 e al 31 dicembre 2015. 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 ieri dal CdA Eni 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, 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 secondo trimestre 2016 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2015 alla quale si rinvia.

Discontinued operations

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, il business chimica dell'Eni cessa di essere rappresentato come discontinued operations ex IFRS 5. Sulla base di tale sviluppo i conti consolidati Eni del primo semestre 2016 sono stati elaborati valutando i risultati del business chimica nell'ottica delle continuing operations.

La revoca del trattamento contabile del business come attività in discontinued operations ha efficacia retroattiva alla data di classificazione iniziale, 31 dicembre 2015, come se la stessa non fosse mai stata applicata. Pertanto i saldi iniziali della situazione contabile semestrale al 30 giugno 2016 sono stati riesposti per riflettere il ripristino del 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. Il management ha stimato il valore d'uso dell'attivo fisso afferente le business unit della Versalis attraverso l'identificazione di un'unica CGU in coerenza con l'assunzione del piano quadriennale Eni 2016-2019 di considerare la Versalis come un unico complesso integrato ai fini del suo realizzo/valorizzazione. I flussi di cassa del piano industriale della Versalis standalone sono stati attualizzati a un costo del capitale del 10% che tiene conto della volatilità dei risultati espressa da un campione di società chimiche comparabili a Versalis, determinando un beta autonomo rispetto a quello dell'Eni. 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. Per quanto riguarda la presentazione dei risultati consolidati, i valori economici e patrimoniali della Versalis sono rilevati tra le continuing operations Eni, nelle singole voci delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi, modificando coerentemente i dati dei periodi comparativi. I risultati della Versalis sono stati aggregati con quelli di R&M in un unico reportable segment "R&M e Chimica" poiché questi due segmenti operativi sono organizzativamente unificati.

Per quanto riguarda l'altro settore Eni classificato nel bilancio 2015 come attività destinata alla vendita, la I&C, il 22 gennaio 2016 con il perfezionamento della cessione a CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem in mano Eni per il corrispettivo di €463 milioni e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sulla società, si è verificato il trigger per la perdita di controllo dell'Eni su Saipem e il conseguente deconsolidamento con efficacia 1° gennaio 2016. 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 primo semestre 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.

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 non saranno più imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati integralmente nell'esercizio di sostenimento, ma saranno 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 petrolio e/o gas naturale, i relativi costi esplorativi capitalizzati come unproved asset sono riclassificati come "proved" asset.

Differentemente, continueranno ad essere 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.

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		
	Il trim. 2015	I semestre 2015	Esercizio 2015	Il trim. 2015	I semestre 2015	Esercizio 2015
Utile (perdita) operativo continuing operations	1.164	2.648	(2.781)	1.605	3.375	(3.076)
Utile (perdita) operativo E&P	1.471	2.769	(144)	1.461	2.874	(959)
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	1.436	2.814	4.104	1.554	3.086	4.486
Utile (perdita) operativo adjusted - E&P	1.533	2.488	4.108	1.585	2.665	4.182
Utile (perdita) netto di competenza Eni - continuing operations	34	523	(7.680)	498	1.285	(7.952)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza Eni - continuing operations su base standalone	390	965	334	505	1.231	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	3.511	5.798	11.181	3.918	6.554	12.875
Flusso di cassa netto del periodo	(1.804)	(1.148)	(1.414)	(1.804)	(1.148)	(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 di risultato Non-GAAP del presente "Comunicato stampa".

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

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di 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.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030
Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924
Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456
Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com
segreteria societaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
 Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.
 Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588
 Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

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

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati⁵ del secondo trimestre e del primo semestre 2016

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre 2015	I semestre 2016
20.279	13.344	13.416	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	41.317	26.760
1.605	105	220	Utile (perdita) operativo - continuing operations	3.375	325
(66)	329	(180)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	59	149
284	149	148	Esclusione special item ^(a)	184	297
1.823	583	188	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	3.618	771
Dettaglio per settore di attività					
1.585	95	355	<i>Exploration & Production</i>	2.665	450
31	285	(229)	<i>Gas & Power</i>	325	56
105	177	156	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	226	333
(123)	(90)	(126)	<i>Corporate e altre attività</i>	(212)	(216)
225	116	32	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i> ^(b)	614	148
1.823	583	188	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	3.618	771
(269)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(532)	
1.554	583	188	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	3.086	771
498	(383)	(446)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.285	(829)
(46)	224	(123)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	41	101
174	182	279	Esclusione special item ^(a)	129	461
626	23	(290)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.455	(267)
(121)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(224)	
505	23	(290)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	1.231	(267)
(97)	(796)	(446)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	735	(1.242)
498	(383)	(446)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.285	(829)
(595)	(413)		Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations	(550)	(413)
3.918	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	6.554	3.100
(614)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.011)	
3.304	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.543	3.100
3.565	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	6.397	3.100
3.150	2.455	2.424	Investimenti tecnici - continuing operations	5.834	4.879

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

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

Principali indicatori di mercato

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		I semestre 2015	I semestre 2016	Var. %
61,92	33,89	45,57	(26,4)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	57,95	39,73	(31,4)
1,105	1,102	1,129	2,2	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,116	1,116	
56,04	30,75	40,36	(28,0)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	51,93	35,60	(31,4)
9,1	4,2	4,6	(49,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,3	4,4	(47,2)
6,84	4,35	4,50	(34,2)	Prezzo gas NBP ^(d)	7,05	4,43	(37,2)
(0,01)	(0,19)	(0,25)	..	Euribor - a tre mesi (%)	0,02	(0,22)	..
0,28	0,62	0,63	..	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,27	0,63	..

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

⁵ Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Saipem (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) e delle continuing operations come entità indipendenti a sé stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Saipem (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 22 e seguenti.

Commento ai risultati economici e finanziari di Gruppo

Risultati adjusted

Nel **secondo trimestre 2016** l'utile operativo adjusted è stato di €188 milioni con una riduzione di €1.366 milioni rispetto al secondo trimestre 2015 (-87,9%), dovuta per €1,4 miliardi all'effetto dei minori prezzi e margini delle commodity energetiche, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 hanno pesato per €0,4 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi di efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €0,4 miliardi.

La perdita netta adjusted di competenza degli azionisti Eni ammonta a €290 milioni con un peggioramento di €795 milioni rispetto al secondo trimestre 2015 dovuto alla flessione della redditività operativa e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari nella E&P.

Nel **primo semestre 2016** l'utile operativo adjusted ammonta a €771 milioni, con una riduzione di €2.315 milioni, pari a -75% rispetto al primo semestre 2015, per effetto degli stessi fenomeni evidenziati nel commento all'andamento del trimestre. Complessivamente lo scenario prezzi delle commodity ha penalizzato la performance operativa del semestre per €2,8 miliardi, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 hanno pesato per €0,5 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €148 milioni (oneri netti di €297 milioni nel semestre) relativi principalmente a: (i) la svalutazione di asset a gas dell'upstream a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa (€105 milioni in entrambi i reporting period); (ii) accantonamenti per oneri ambientali (€78 milioni nel trimestre e €101 milioni nel semestre); (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €248 milioni e €115 milioni rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre); (iv) differenze e derivati su cambi (onere di €24 milioni nel trimestre; provento di €18 milioni nel semestre).

Gli **special item non operativi** escludono principalmente le imposte sul reddito che comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la rettifica delle attività per imposte anticipate (€149 milioni) relativa alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri delle attività Eni in Italia.

Risultati reported

Nel **secondo trimestre 2016** Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €446 milioni con un sensibile peggioramento rispetto al secondo trimestre 2015 (che chiudeva con un utile di €498 milioni) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero e del persistente eccesso di offerta e di capacità nei settori europei del gas e della raffinazione. Tali trend hanno eroso la redditività operativa e il flusso di cassa del Gruppo.

La gestione industriale con €220 milioni di utile ha registrato una contrazione di €1.385 milioni dovuta alla flessione dei ricavi E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-26%) e della perdita di produzione in Val d'Agri, nonché del peggioramento della performance del settore Gas & Power. Gli effetti dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa sono stati attenuati da azioni diffuse di efficienza e di ottimizzazione e dalla crescita della produzione.

Sulla perdita netta del trimestre ha inciso in misura importante la rilevazione di imposte di €569 milioni pur in presenza di un utile ante imposte trascurabile, che riflettono l'impatto dello scenario nella E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, nonché la ridotta capacità d'iscrizione di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

Nel **primo semestre 2016** la perdita netta delle continuing operations ammonta a €829 milioni, con un peggioramento di €2.114 milioni rispetto al primo semestre 2015, per gli stessi driver commentati nei risultati del trimestre.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.242 milioni. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations di €413 milioni dovuto principalmente alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value alla data della perdita del controllo (22 gennaio 2016).

Stato patrimoniale riclassificato⁶

(€ milioni)

	31 Dic. 2015	31 Mar. 2016	30 Giu. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2015	Var. ass. vs. 31 Mar. 2016
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	68.005	66.426	67.826	(179)	1.400
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	871	1.037	128	166
Attività immateriali	3.034	2.961	2.882	(152)	(79)
Partecipazioni	3.513	4.782	4.727	1.214	(55)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.273	2.233	2.339	66	106
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.284)	(1.406)	(1.555)	(271)	(149)
	76.450	75.867	77.256	806	1.389
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.579	4.013	4.413	(166)	400
Crediti commerciali	12.616	12.771	10.865	(1.751)	(1.906)
Debiti commerciali	(9.605)	(9.697)	(9.770)	(165)	(73)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.137)	(4.347)	(4.048)	89	299
Fondi per rischi e oneri	(15.375)	(13.966)	(13.952)	1.423	14
Altre attività (passività) d'esercizio	1.827	1.493	2.308	481	815
	(10.095)	(9.733)	(10.184)	(89)	(451)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.123)	(1.122)	(1.030)	93	92
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	9.048	89	75	(8.973)	(14)
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.280	65.101	66.117	(8.163)	1.016
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	52.832	52.257	(3.236)	(575)
Interessenze di terzi	1.916	47	46	(1.870)	(1)
Patrimonio netto	57.409	52.879	52.303	(5.106)	(576)
Indebitamento finanziario netto	16.871	12.222	13.814	(3.057)	1.592
COPERTURE	74.280	65.101	66.117	(8.163)	1.016
Leverage	0,29	0,23	0,26	(0,03)	0,03

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2015 (cambio EUR/USD 1,1102 al 30 giugno 2016, contro 1,089 al 31 dicembre 2015, +1,9%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2016, una riduzione del capitale investito netto di €950 milioni, del patrimonio netto di €875 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €75 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€77.256 milioni) è aumentato di €806 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La voce "immobili, impianti e macchinari" è leggermente diminuita per effetto principalmente dell'apprezzamento dell'euro e degli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€3.974 milioni), parzialmente compensati dagli investimenti tecnici di periodo (€4.879 milioni). L'incremento della

⁶ Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

voce "Partecipazioni" di €1.214 milioni riguarda la rilevazione iniziale della partecipazione mantenuta in Saipem del 30,55% dopo la perdita del controllo e la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni ai quali si aggiunge la quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€10.184 milioni) è sostanzialmente invariato e riflette la riduzione dei crediti commerciali, in particolare nel settore G&P, i cui effetti sono stati assorbiti dalla riduzione dei fondi per rischi e oneri, e dalla maggiore esposizione E&P verso partner in joint venture.

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€75 milioni) diminuiscono di €8.973 milioni per effetto del closing dell'operazione Saipem. L'ammontare residuo si riferisce essenzialmente ad attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa in dismissione.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€52.303 milioni) è diminuito di €5.106 milioni per effetto della perdita complessiva di esercizio (€1.756 milioni) data dalla perdita di conto economico di €1.237 milioni e dalle differenze negative di cambio da conversione dovute alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€875 milioni), dall'effetto del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni), nonché dalla distribuzione di dividendi e altri movimenti di patrimonio di €1.444 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2015 di €1.440 milioni e dividendi ad altre entità minori). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge di €428 milioni.

Rendiconto finanziario riclassificato⁷

(€ milioni)				I semestre		
II trim.	I trim.	II trim.		2015	2016	Var. ass.
2015	2016	2016				
855	(380)	(444)	Utile (perdita) netto - continuing operations	1.499	(824)	(2.323)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.863	1.892	1.960	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.918	3.852	(1.066)
(28)	(18)	(9)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(342)	(27)	315
949	440	643	- dividendi, interessi e imposte	1.795	1.083	(712)
449	226	546	Variazione del capitale di esercizio	1.273	772	(501)
(1.170)	(790)	(966)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2.589)	(1.756)	833
3.918	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	6.554	3.100	(3.454)
(614)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.011)		1.011
3.304	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.543	3.100	(2.443)
(3.150)	(2.455)	(2.424)	Investimenti tecnici - continuing operations	(5.834)	(4.879)	955
(118)			Investimenti tecnici - discontinued operations	(268)		268
(3.268)	(2.455)	(2.424)	Investimenti tecnici	(6.102)	(4.879)	1.223
(47)	(1.124)	(28)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(108)	(1.152)	(1.044)
97	805	146	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	644	951	307
220	(39)	(4)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(376)	(43)	333
306	(1.443)	(580)	Free cash flow	(399)	(2.023)	(1.624)
197	5.987	(788)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	25	5.199	5.174
(267)	(3.702)	1.880	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.163	(1.822)	(2.985)
(2.019)		(1.444)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.019)	(1.444)	575
(21)	(22)	2	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	82	(20)	(102)
(1.804)	820	(930)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(1.148)	(110)	1.038
3.565	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa - su base standalone	6.397	3.100	(3.297)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)				I semestre		
II trim.	I trim.	II trim.		2015	2016	Var. ass.
2015	2016	2016				
306	(1.443)	(580)	Free cash flow	(399)	(2.023)	(1.624)
			Debiti e crediti finanziari società acquisite			
	5.818	2	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	18	5.820	5.802
376	274	430	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(392)	704	1.096
(2.019)		(1.444)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.019)	(1.444)	575
(1.337)	4.649	(1.592)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.792)	3.057	5.849

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €3.100 milioni. Gli incassi da dismissioni sono stati €951 milioni e hanno riguardato la partecipazione del 12,503% in Saipem (€463 milioni) e la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€332 milioni).

Tali flussi hanno coperto parte dei fabbisogni relativi al pagamento del saldo dividendo 2015 agli azionisti Eni (€1.440 milioni), agli investimenti tecnici del semestre (€4.879 milioni) e all'aumento di capitale sociale di Saipem.

Considerando anche i flussi di cassa associati al rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5.818 milioni, nell'ambito del closing dell'operazione Saipem, ne deriva un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €3.057 milioni.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dalla riclassifica delle attività finanziarie (essenzialmente depositi presso istituti di credito e titoli di debito) possedute

⁷ Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione. Il Free Cash Flow è una misura alternativa di performance.

dalla società di assicurazione captive da attivo immobilizzato a copertura delle riserve tecniche a attività liquide in forza delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa che resta subordinato esclusivamente alla presenza di un livello di patrimonializzazione adeguato in considerazione dei rischi assunti. Pertanto, le attività finanziarie disponibili per la vendita di Eni Insurance Ltd all'1/1/2016 sono state riclassificate come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata e portate a deduzione dei debiti finanziari lordi (con un effetto di €569 milioni).

Altre informazioni

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

Alla data del 30 giugno 2016 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd ed Eni Suisse SA. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2016.

Exploration & Production

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		
2015	2016	2016				2015	2016	Var. %
6.200	3.356	3.887	(37,3)	Ricavi della gestione caratteristica		11.412	7.243	(36,5)
1.461	94	194	(86,7)	Utile (perdita) operativo		2.874	288	(90,0)
124	1	161		Esclusione special item:		(209)	162	
111		105		- svalutazioni di asset e altre attività		111	105	
	7			- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	
(4)		1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(329)	1	
9	1	3		- oneri per incentivazione all'esodo		10	4	
20	4	11		- derivati su commodity		31	15	
(3)		25		- differenze e derivati su cambi		(20)	25	
(9)	(11)	16		- altro		(12)	5	
1.585	95	355	(77,6)	Utile (perdita) operativo adjusted		2.665	450	(83,1)
(66)	(58)	(57)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(130)	(115)	
125	25	60		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		148	85	
(1.016)	(307)	(403)		Imposte sul reddito ^(a)		(1.811)	(710)	
61,8		Tax rate (%)		67,5	..	
628	(245)	(45)	..	Utile (perdita) netto adjusted		872	(290)	..
				I risultati includono:				
183	87	153	(16,4)	costi di ricerca esplorativa:		305	240	(21,3)
70	55	59	(15,7)	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		135	114	(15,6)
113	32	94	(16,8)	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		170	126	(25,9)
3.124	2.242	2.267	(27,4)	Investimenti tecnici		5.660	4.509	(20,3)
				Produzioni ^{(c) (d)}				
903	890	852	(5,6)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	882	871	(1,2)
132	134	133	0,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	131	133	1,5
1.754	1.754	1.715	(2,2)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.726	1.734	0,5
				Prezzi medi di realizzo				
55,60	29,69	40,58	(27,0)	Petrolio ^(e)	(\$/barile)	52,28	35,14	(32,8)
163,51	116,78	109,83	(32,8)	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	171,86	113,33	(34,1)
41,96	24,09	29,30	(30,2)	Idrocarburi	(\$/boe)	40,22	26,69	(33,6)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
61,92	33,89	45,57	(26,4)	Brent dated	(\$/bbl)	57,95	39,73	(31,4)
56,04	30,75	40,36	(28,0)	Brent dated	(€/bbl)	51,93	35,60	(31,4)
57,84	33,27	45,48	(21,4)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	53,20	39,38	(26,0)
2,73	1,96	2,14	(21,6)	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,80	2,05	(26,8)

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 37.

(d) Include la quota Eni della produzione di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2016** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €355 milioni con una riduzione di €1.230 milioni rispetto al secondo trimestre 2015, pari a **-77,6%**, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-27% e -32,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-26,4%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, nonché all'impatto del fermo produttivo in Val d'Agri protrattosi per l'intero trimestre. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori ammortamenti.

Nel secondo trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €161 milioni (€162 milioni nel semestre 2016) relativa principalmente a svalutazioni di asset a gas (€105 milioni) a seguito del peggioramento dello scenario prezzi in Europa, alla riclassifica nel risultato adjusted di €25 milioni di proventi relativi alla differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché alla componenti valutativa sui derivati (onere di €11 milioni).

Nel secondo trimestre 2016 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di €45 milioni, con un peggioramento di €673 milioni rispetto all'utile netto adjusted di €628 milioni del secondo trimestre 2015 dovuto alla contrazione del risultato operativo e della meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari a causa del perdurante debole scenario che concentra i risultati ante imposte positivi

nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e limita l'iscrivibilità di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

Nel **primo semestre 2016** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €450 milioni con una riduzione di €2.215 milioni rispetto al primo semestre 2015, pari all'83,1%, per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

La perdita netta adjusted di €290 milioni è dovuta alla contrazione del risultato operativo e all'incremento del tax rate per le stesse ragioni esposte relativamente al trimestre.

Nel primo semestre 2016 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 37%.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi⁸ del **secondo trimestre 2016** è stata di 1,715 milioni di boe/giorno (1,734 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2016), in riduzione del 2,2% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (in lieve aumento rispetto al primo semestre 2015, +0,5%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement e altri fattori, nonché l'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri (-65 mila boe/giorno nel trimestre; -33 mila boe/giorno nel semestre), la produzione risulta in crescita dello 0,6% (+1,3% rispetto al semestre di confronto). Lo start-up di nuovi giacimenti e il ramp-up di quelli avviati nel 2015, in particolare in Venezuela, Norvegia e Angola, nonché le maggiori produzioni in Iraq sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, Kazakhstan e Libia, e dal declino di giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata del 94% e del 93% nel secondo trimestre e nel semestre, rispettivamente (90% nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (852 mila barili/giorno) è diminuita di 51 mila barili/giorno pari al 5,6% a seguito in particolare dell'interruzione della produzione in Val d'Agri e delle fermate programmate. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli avvii/ramp-up in Norvegia e Angola nonché dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) risulta in lieve crescita rispetto al secondo trimestre 2015 (+0,8%). Le maggiori produzioni in Venezuela sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate e dal declino dei giacimenti maturi.

Nel **primo semestre 2016** la produzione di petrolio (871 mila barili/giorno) è diminuita di 11 mila barili/giorno, pari all'1,2%, rispetto al corrispondente periodo del 2015.

La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 2 milioni di metri cubi/giorno rispetto al semestre di confronto, pari all'1,5%.

⁸ A partire dal 1° gennaio 2016, nell'ambito di un processo di verifica su base regolare, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00647 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00643 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del secondo trimestre e del primo semestre 2016 è stato di 5 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Gas & Power

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2015	2016	
14.263	10.030	9.734	(31,8)	Ricavi della gestione caratteristica		30.636	19.764	(35,5)
27	83	(154)	..	Utile (perdita) operativo		213	(71)	..
48	128	30		Esclusione (utile) perdita di magazzino		79	158	
(44)	74	(105)		Esclusione special item:		33	(31)	
17				- svalutazioni		17		
		(1)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)	
3		1		- oneri per incentivazione all'esodo		3	1	
6	103	(247)		- derivati su commodity		14	(144)	
(94)	(39)	(1)		- differenze e derivati su cambi		(25)	(40)	
24	10	143		- altro		24	153	
31	285	(229)	..	Utile (perdita) operativo adjusted		325	56	(82,8)
3	2	2		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		5	4	
	5	(7)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		3	(2)	
(30)	(128)	73		Imposte sul reddito ^(a)		(111)	(55)	
88,2	43,8	31,2		Tax rate (%)		33,3	94,8	
4	164	(161)	..	Utile (perdita) netto adjusted		222	3	(98,6)
26	22	22	(15,4)	Investimenti tecnici		44	44	
				Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
10,58	10,79	8,63	(18,4)	Italia		21,11	19,42	(8,0)
11,81	13,31	12,52	6,0	Vendite internazionali		26,90	25,83	(4,0)
9,48	11,30	10,64	12,2	- Resto d'Europa		22,45	21,94	(2,3)
1,51	1,20	1,21	(19,9)	- Mercati extra europei		2,85	2,41	(15,4)
0,82	0,81	0,67	(18,3)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,60	1,48	(7,5)
22,39	24,10	21,15	(5,5)	Totale Vendite Gas Mondo		48,01	45,25	(5,7)
				<i>di cui:</i>				
20,84	22,54	19,82	(4,9)	- società consolidate		45,07	42,36	(6,0)
0,73	0,75	0,66	(9,6)	- società collegate		1,34	1,41	5,2
0,82	0,81	0,67	(18,3)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,60	1,48	(7,5)
8,35	9,45	8,64	3,5	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	16,82	18,09	7,6

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 38.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2016** il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €229 milioni con un peggioramento di €260 milioni rispetto al secondo trimestre 2015. La variazione riflette i minori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni dei contratti gas e altri effetti non ricorrenti, nonché la riduzione dei margini sulle vendite di commodity per effetto scenario e pressione competitiva, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione e dalla riduzione dei costi di logistica.

L'utile operativo adjusted è ottenuto escludendo una perdita di magazzino di €30 milioni nel trimestre (€158 milioni nel semestre) e proventi netti special di €105 milioni (€31 milioni nel semestre) che comprendono la componente valutativa positiva dei derivati su commodity (€247 milioni e €144 milioni rispettivamente nei due reporting period) al netto di altri oneri straordinari di €143 milioni nel trimestre (€153 milioni nel semestre), mentre include la riclassifica del saldo negativo di €40 milioni nel semestre delle differenze e derivati per esposizioni in valuta di natura commerciale.

Il settore ha chiuso il trimestre con la perdita netta adjusted di €161 milioni, in peggioramento di €165 milioni rispetto al secondo trimestre 2015 che chiudeva in sostanziale pareggio a seguito dei fenomeni già descritti con riferimento al risultato operativo adjusted in parte compensati da alcune componenti fiscali.

Nel **primo semestre 2016** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €56 milioni con un peggioramento di €269 milioni rispetto al semestre 2015. Il peggioramento è attribuibile principalmente alla circostanza che il primo semestre 2015 beneficiava di effetti economici una

tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione e dai minori costi di logistica. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

Il semestre chiude con un utile netto adjusted di €3 milioni a seguito dell'incremento del tax rate adjusted.

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2016** le vendite di gas naturale sono state di 21,15 miliardi di metri cubi, in calo di 1,24 miliardi di metri cubi (-5,5%) rispetto al secondo trimestre 2015. Le vendite in Italia sono diminuite del 18,4% a 8,63 miliardi di metri cubi per minori volumi venduti all'hub (PSV). Le vendite sui mercati europei di 9,65 miliardi di metri cubi hanno registrato un incremento del 15,3% per effetto dei maggiori volumi spot commercializzati in Germania/Austria e Benelux, parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite in Turchia, a seguito dei minori ritiri di Botas, e in Penisola Iberica per la pressione competitiva. Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei (-19,9%) riflettono il calo delle vendite di GNL sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti.

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2016** sono state di 45,25 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 2,76 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 5,7%. In diminuzione le vendite in Italia (19,42 miliardi di metri cubi, -8% rispetto al semestre 2015) per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre, nonché per effetto della flessione delle vendite al settore residenziale a causa dello sfavorevole effetto climatico. Le vendite sui mercati europei di 19,82 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,9% a causa del calo delle vendite in Turchia, della flessione dei volumi commercializzati in Francia e Regno Unito, a causa della maggiore pressione competitiva, nonché delle minori vendite spot in Benelux. Tali fenomeni sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori volumi spot in Germania/Austria.

Le **vendite di energia elettrica** di 8,64 TWh nel secondo trimestre 2016 sono in aumento del 3,5% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (18,09 TWh, +7,6% nel semestre) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti e middle.

Refining & Marketing e Chimica

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2015	2016	
6.695	3.869	4.829	(27,9)	Ricavi della gestione caratteristica		12.051	8.698	(27,8)
120	48	315	..	Utile (perdita) operativo		219	363	65,8
(151)	63	(215)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(284)	(152)	
136	66	56		Esclusione special item:		291	122	
60	23	44		- oneri ambientali		80	67	
43	13	21		- svalutazioni		70	34	
(4)		(4)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(5)	(4)	
7				- accantonamenti a fondo rischi		7		
(4)	4			- oneri per incentivazione all'esodo			4	
27	26	(12)		- derivati su commodity		117	14	
(2)	(3)			- differenze e derivati su cambi		12	(3)	
9	3	7		- altro		10	10	
105	177	156	48,6	Utile (perdita) operativo adjusted		226	333	47,3
39	66	44	12,8	- Refining & Marketing		131	110	(16,0)
66	111	112	69,7	- Chimica		95	223	..
(3)	1	(1)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)		
3	20			Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		38	20	
(26)	(54)	(51)		Imposte sul reddito ^(a)		(85)	(105)	
24,8	27,3	32,9		Tax rate (%)		32,7	29,7	
79	144	104	31,6	Utile (perdita) netto adjusted		175	248	41,7
152	85	127	(16,4)	Investimenti tecnici		255	212	(16,9)
				Margine di raffinazione				
9,1	4,2	4,6	(49,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	8,3	4,4	(47,2)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,77	5,26	5,48	(5,0)	Lavorazioni complessive in Italia		11,55	10,74	(7,0)
6,59	5,90	6,19	(6,1)	Lavorazioni in conto proprio		13,50	12,09	(10,4)
5,64	5,20	5,48	(2,8)	- Italia		11,32	10,68	(5,7)
0,95	0,70	0,71	(25,3)	- Resto d'Europa		2,18	1,41	(35,3)
0,05	0,04	0,05		Lavorazioni green		0,09	0,09	
2,30	2,00	2,21	(3,9)	Vendite Rete Europa		4,35	4,21	(3,2)
1,51	1,37	1,50	(0,7)	- Italia		2,87	2,87	
0,79	0,63	0,71	(10,1)	- Resto d'Europa		1,48	1,34	(9,5)
2,98	2,55	2,81	(5,7)	Vendite extrarete Europa		5,75	5,36	(6,8)
2,00	1,84	2,01	0,5	- Italia		3,69	3,85	4,3
0,98	0,71	0,80	(18,4)	- Resto d'Europa		2,06	1,51	(26,7)
0,11	0,10	0,10	(9,1)	Vendite extrarete mercati extra europei		0,21	0,20	(4,8)
1.327	1.438	1.460	10,0	Produzioni prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.745	2.898	5,6
1.275	1.019	1.083	(15,1)	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	2.370	2.102	(11,3)

(a) Escludono gli special item.

(b) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2016** il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €156 milioni in aumento di €51 milioni rispetto al secondo trimestre 2015 (+48,6%).

Nonostante l'andamento sfavorevole dello scenario, il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €44 milioni con un incremento di €5 milioni rispetto al secondo trimestre 2015 (+12,8%) dovuto alle migliore performance dell'attività di raffinazione grazie alle iniziative di efficienza e ottimizzazione e alla maggiore regolarità di marcia degli impianti.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €112 milioni con un aumento di €46 milioni rispetto al trimestre 2015, in uno scenario non completamente favorevole, beneficiando delle azioni di efficienza poste in essere negli esercizi precedenti e dell'incremento dei margini del polietilene a fronte di una tenuta del margine del cracker.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €56 milioni (€122 milioni nel semestre 2016) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€21 milioni e €34 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre),

all'accantonamento di oneri ambientali (€44 milioni e €67 milioni rispettivamente nei due reporting period), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €12 milioni nel trimestre; oneri di €14 milioni nel semestre) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'utile netto adjusted del secondo trimestre 2016 di €104 milioni evidenzia un incremento di €25 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto del miglioramento della performance operativa.

Nel **primo semestre 2016** il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €333 milioni che rappresenta un miglioramento di €107 milioni rispetto al semestre 2015. L'utile netto adjusted di €248 milioni aumenta di €73 milioni. I driver di risultato sono gli stessi evidenziati nel trimestre.

Andamento operativo

Nel secondo trimestre 2016 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha dimezzato il suo valore a 4,6 \$/barile (rispetto a 9,1 \$/bl del trimestre 2015; -47,2% rispetto a 8,3 \$/bl registrato nel semestre 2015) per effetto dell'indebolimento delle quotazioni relative dei prodotti (in particolare il diesel).

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,19 milioni di tonnellate, in riduzione del 6,1% (12,09 milioni di tonnellate nel semestre; -10,4%); a perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, le lavorazioni del secondo trimestre sono diminuite del 3% (-5,3% rispetto al semestre 2015). In Italia il calo delle lavorazioni (-2,8% nel trimestre; -5,7% nel semestre) riflette la minore disponibilità di greggi provenienti dai giacimenti nazionali a seguito principalmente della fermata di Val d'Agri, nonché la fermata di impianti a seguito di manutenzioni programmate. All'estero, a perimetro omogeneo, le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 4,5% nel trimestre (-3% su base semestrale).

I **volumi di lavorazione di oli vegetali** per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia sono sostanzialmente stabili rispetto ai periodi di confronto.

Le **vendite rete in Italia** di 1,50 milioni di tonnellate del trimestre (2,87 milioni nel semestre) sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,2%, in flessione di 0,3 punti percentuali rispetto al secondo trimestre 2015. Tale flessione riguarda in particolare le vendite in autostrada e sulla rete convenzionata mentre le vendite sulle stazioni di proprietà crescono del 2%, in linea con i consumi nazionali.

Le **vendite extrarete in Italia** di 2,01 milioni di tonnellate sono rimaste sostanzialmente stabili rispetto al secondo trimestre 2015 (3,85 milioni di tonnellate, +4,3% rispetto al semestre 2015). Le minori vendite di gasolio e bunkeraggi sono state interamente compensate dai maggiori volumi commercializzati di jet fuel e prodotti minori.

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

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1,46 milioni di tonnellate (2,90 milioni di tonnellate nel semestre; +5,6%) sono in aumento del 10% essenzialmente per effetto delle maggiori vendite di olefine nel business degli intermedi.

Conto economico

(€ milioni)

				I semestre			
II trim.	I trim.	II trim.	Var. % II		2015	2016	Var. %
2015	2016	2016	trim. 16				
			vs 15				
20.279	13.344	13.416	(33,8)	Ricavi della gestione caratteristica	41.317	26.760	(35,2)
118	207	295	..	Altri ricavi e proventi	669	502	(25,0)
(15.795)	(11.459)	(11.505)	27,2	Costi operativi	(33.290)	(22.964)	31,0
(276)	(117)	118	..	Altri proventi e oneri operativi	(298)	1	..
(2.602)	(1.835)	(2.018)	22,4	Ammortamenti e svalutazioni	(4.834)	(3.853)	20,3
(119)	(35)	(86)	27,7	Radiazioni	(189)	(121)	36,0
1.605	105	220	(86,3)	Utile (perdita) operativo	3.375	325	(90,4)
81	(135)	(153)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(563)	(288)	48,8
176	20	58	(67,0)	Proventi (oneri) su partecipazioni	452	78	(82,7)
1.862	(10)	125	(93,3)	Utile (perdita) prima delle imposte	3.264	115	(96,5)
(1.007)	(370)	(569)	43,5	Imposte sul reddito	(1.765)	(939)	46,8
54,1		Tax rate (%)	54,1	..	
855	(380)	(444)	..	Utile (perdita) netto - continuing operations	1.499	(824)	..
(1.400)	(413)	(444)	..	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.298)	(413)	68,2
(545)	(793)	(444)	18,5	Utile (perdita) netto	201	(1.237)	..
(97)	(796)	(446)	..	Di competenza azionisti Eni	735	(1.242)	..
498	(383)	(446)	..	- continuing operations	1.285	(829)	..
(595)	(413)	- discontinued operations	(550)	(413)	24,9
(448)	3	2	..	Interessenze di terzi	(534)	5	..
357	3	2	(99,4)	- continuing operations	214	5	(97,7)
(805)	- discontinued operations	(748)
498	(383)	(446)	..	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.285	(829)	..
(46)	224	(123)	..	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	41	101	..
174	182	279	..	Esclusione special item	129	461	..
626	23	(290)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	1.455	(267)	..
(121)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(224)
505	23	(290)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone^(a)	1.231	(267)	..

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

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

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

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

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

(€ milioni)

II trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	194	(154)	315	(162)	27	220
Esclusione (utile) perdita di magazzino		30	(215)		5	(180)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			44	34		78
svalutazioni	105		21	5		131
plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)
oneri per incentivazione all'esodo	3	1				4
derivati su commodity	11	(247)	(12)			(248)
differenze e derivati su cambi	25	(1)				24
altro	16	143	7	(4)		162
Special item dell'utile (perdita) operativo	161	(105)	56	36		148
Utile (perdita) operativo adjusted	355	(229)	156	(126)	32	188
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	2	(1)	(121)		(177)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	60	(7)		10		63
Imposte sul reddito ^(a)	(403)	73	(51)	27	(8)	(362)
Tax rate (%)	..	31,2	32,9			..
Utile (perdita) netto adjusted	(45)	(161)	104	(210)	24	(288)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(290)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(446)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(123)
Esclusione special item						279
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(290)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standardone
							GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni intragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	1.461	27	120	(193)	(950)	(81)	384	950	271	1.221	1.605		1.334
Esclusione (utile) perdita di magazzino		48	(151)			37	(66)				(66)		(66)
Esclusione special item:													
oneri ambientali			60	64			124				124		124
svalutazioni	111	17	43	3	211		385	(211)		(211)	174		174
plusvalenze nette su cessione di asset	(4)		(4)	(1)			(9)				(9)		(9)
oneri per incentivazione all'esodo	9	3	(4)	1	1		10	(1)		(1)	9		9
derivati su commodity	20	6	27		(2)		51	2	(2)		51		53
differenze e derivati su cambi	(3)	(94)	(2)				(99)				(99)		(99)
altro	(9)	24	9	1			25				25		25
Special item dell'utile (perdita) operativo	124	(44)	136	70	210		496	(210)	(2)	(212)	284		286
Utile (perdita) operativo adjusted	1.585	31	105	(123)	(740)	(44)	814	740	269	1.009	1.823	(269)	1.554
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(66)	3	(3)	(186)	(1)		(253)	1	32	33	(220)		(252)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	125		3	43	(17)		154	17		17	171		171
Imposte sul reddito ^(a)	(1.016)	(30)	(26)	56	41	10	(965)	(41)	(21)	(62)	(1.027)		(1.006)
Tax rate (%)	61,8	88,2	24,8				..				57,9		68,3
Utile (perdita) netto adjusted	628	4	79	(210)	(717)	(34)	(250)	717	280	997	747	(280)	467
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							(446)			567	121	(159)	(38)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							196			430	626	(121)	505
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(97)			595	498		498
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(46)				(46)		(46)
Esclusione special item							339			(165)	174		174
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(121)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							196			430	626		505

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	288	(71)	363	(260)	5	325		325
Esclusione (utile) perdita di magazzino		158	(152)		143	149		149
Esclusione special item:								
oneri ambientali			67	34		101		101
svalutazioni	105		34	9		148		148
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)		(4)
oneri per incentivazione all'esodo	4	1	4	2		11		11
derivati su commodity	15	(144)	14			(115)		(115)
differenze e derivati su cambi	25	(40)	(3)			(18)		(18)
altro	5	153	10	(2)		166		166
Special item dell'utile (perdita) operativo	162	(31)	122	44		297		297
Utile (perdita) operativo adjusted	450	56	333	(216)	148	771		771
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	4		(155)		(266)		(266)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	85	(2)	20	3		106		106
Imposte sul reddito ^(a)	(710)	(55)	(105)	43	(46)	(873)		(873)
Tax rate (%)	..	94,8	29,7		
Utile (perdita) netto adjusted	(290)	3	248	(325)	102	(262)		(262)
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						5		5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(267)		(267)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.242)	413	(829)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						101		101
Esclusione special item						874	(413)	461
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(267)		(267)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
							GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	2.874	213	219	(286)	(788)	(182)	2.050	788	537	1.325	3.375		2.838
Esclusione (utile) perdita di magazzino		79	(284)				59				59		59
Esclusione special item:													
oneri ambientali			80	64			144				144		144
svalutazioni	111	17	70	4	211		413	(211)		(211)	202		202
plusvalenze nette su cessione di asset	(329)		(5)	(1)			(335)				(335)		(335)
oneri per incentivazione all'esodo	10	3		1	2		16	(2)		(2)	14		14
derivati su commodity	31	14	117		(5)		157	5	(5)		157		162
differenze e derivati su cambi	(20)	(25)	12				(33)				(33)		(33)
altro	(12)	24	10	4			26				26		26
Special item dell'utile (perdita) operativo	(209)	33	291	74	208		397	(208)	(5)	(213)	184		189
Utile (perdita) operativo adjusted	2.665	325	226	(212)	(580)	82	2.506	580	532	1.112	3.618	(532)	3.086
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(130)	5	(4)	(302)	(3)		(434)	3	14	17	(417)		(431)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	148	3	38	273	(10)		452	10		10	462		462
Imposte sul reddito ^(a)	(1.811)	(111)	(85)	99	(13)	(23)	(1.944)	13	(26)	(13)	(1.957)		(1.931)
Tax rate (%)	67,5	33,3	32,7				77,0				53,4		62,0
Utile (perdita) netto adjusted	872	222	175	(142)	(606)	59	580	606	520	1.126	1.706	(520)	1.186
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							(390)			641	251	(296)	(45)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							970			485	1.455	(224)	1.231
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							735			550	1.285		1.285
Esclusione (utile) perdita di magazzino							41				41		41
Esclusione special item							194			(65)	129		129
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(224)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							970			485	1.455		1.231

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	94	83	48	(98)	(22)	105		105
Esclusione (utile) perdita di magazzino		128	63		138	329		329
Esclusione special item:								
oneri ambientali			23			23		23
svalutazioni			13	4		17		17
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
oneri per incentivazione all'esodo	1		4	2		7		7
derivati su commodity	4	103	26			133		133
differenze e derivati su cambi		(39)	(3)			(42)		(42)
altro	(11)	10	3	2		4		4
Special item dell'utile (perdita) operativo	1	74	66	8		149		149
Utile (perdita) operativo adjusted	95	285	177	(90)	116	583		583
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(58)	2	1	(34)		(89)		(89)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	25	5	20	(7)		43		43
Imposte sul reddito ^(a)	(307)	(128)	(54)	16	(38)	(511)		(511)
Tax rate (%)	..	43,8	27,3			95,2		95,2
Utile (perdita) netto adjusted	(245)	164	144	(115)	78	26		26
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3		3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						23		23
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(796)	413	(383)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						224		224
Esclusione special item						595	(413)	182
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						23		23

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre 2015	2016
3.918	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	6.554	3.100
(353)			Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	(157)	
3.565	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	6.397	3.100

Analisi degli special item

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre	
				2015	2016
124	23	78	Oneri ambientali	144	101
385	17	131	Svalutazioni	413	148
	7		Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		7
(9)		(4)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(335)	(4)
10	7	4	Oneri per incentivazione all'esodo	16	11
51	133	(248)	Derivati su commodity	157	(115)
(99)	(42)	24	Differenze e derivati su cambi	(33)	(18)
25	4	162	Altro	26	166
496	149	148	Special item dell'utile (perdita) operativo	397	297
(187)	96	(24)	Oneri (proventi) finanziari	141	72
			<i>di cui:</i>		
99	42	(24)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	33	18
(5)	386	5	Oneri (proventi) su partecipazioni	(3)	391
			<i>di cui:</i>		
(5)		(7)	- plusvalenze da cessione	(3)	(7)
	365	8	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		373
37	(36)	150	Imposte sul reddito	(197)	114
			<i>di cui:</i>		
		149	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		149
37	(36)	1	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(197)	(35)
341	595	279	Totale special item dell'utile (perdita) netto	338	874
			<i>di competenza:</i>		
2			- interessenze di terzi	144	
339	595	279	- azionisti Eni	194	874

Analisi delle principali voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		I semestre		
					2015	2016	Var. %
6.200	3.356	3.887	(37,3)	Exploration & Production	11.412	7.243	(36,5)
14.263	10.030	9.734	(31,8)	Gas & Power	30.636	19.764	(35,5)
6.695	3.869	4.829	(27,9)	Refining & Marketing e Chimica	12.051	8.698	(27,8)
5.628	2.916	3.886	(31,0)	- Refining & Marketing	9.999	6.802	(32,0)
1.275	1.019	1.083	(15,1)	- Chimica	2.370	2.102	(11,3)
(208)	(66)	(140)		- Elisioni	(318)	(206)	
351	310	319	(9,1)	Corporate e altre attività	704	629	(10,7)
153				Effetto eliminazione utili interni	125		
(7.383)	(4.221)	(5.353)		Elisioni di consolidamento	(13.611)	(9.574)	
20.279	13.344	13.416	(33,8)		41.317	26.760	(35,2)

Costi operativi

(€ milioni)					I semestre		
II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
14.998	10.651	10.769	(28,2)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.697	21.420	(32,4)
133	23	79		<i>di cui: altri special item</i>	153	102	
797	808	736	(7,7)	Costo lavoro	1.593	1.544	(3,1)
9	7	4		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	14	11	
15.795	11.459	11.505	(27,2)		33.290	22.964	(31,0)

Ammortamenti, svalutazioni e radiazioni

(€ milioni)					I semestre		
II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
2.214	1.624	1.699	(23,3)	Exploration & Production	4.207	3.323	(21,0)
87	86	88	1,1	Gas & Power	176	174	(1,1)
115	96	89	(22,6)	Refining & Marketing e Chimica	225	185	(17,8)
88	88	87	(1,1)	- Refining & Marketing	173	175	1,2
27	8	2	(92,6)	- Chimica	52	10	(80,8)
19	19	18	(5,3)	Corporate e altre attività	37	37	
(7)	(7)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(13)	(14)	
2.428	1.818	1.887	(22,3)	Ammortamenti	4.632	3.705	(20,0)
174	17	131	(24,7)	Svalutazioni	202	148	(26,7)
2.602	1.835	2.018	(22,4)	Ammortamenti e svalutazioni	4.834	3.853	(20,3)
119	35	86	(27,7)	Radiazioni	189	121	(36,0)
2.721	1.870	2.104	(22,7)		5.023	3.974	(20,9)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
I semestre 2016	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	54		(1)	28	81
Dividendi	27		21	7	55
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni			5	(32)	(27)
Altri proventi (oneri) netti		(8)	(2)	(21)	(31)
	81	(8)	23	(18)	78

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31 dic. 2015	31 mar. 2016	30 giu. 2016	Var. ass. vs. 31 dic. 2015	Var. ass. vs. 31 mar. 2016
Debiti finanziari e obbligazionari	27.793	23.929	25.788	(2.005)	1.859
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.396	4.485	4.654	(3.742)	169
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.397	19.444	21.134	1.737	1.690
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.209)	(6.029)	(5.099)	110	930
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(5.007)	(6.351)	(1.323)	(1.344)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(671)	(524)	161	147
Indebitamento finanziario netto	16.871	12.222	13.814	(3.057)	1.592
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.409	52.879	52.303	(5.106)	(576)
Leverage	0,29	0,23	0,26	(0,03)	0,03

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n.DEM/6064293 del 2006).

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2016

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2016 ^(a)
Eni SpA	2.645
Eni Finance International SA	100
	2.745

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2016 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2016 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	800	EUR	790	2028	fisso	1,63
Eni SpA	700	EUR	697	2022	fisso	0,75
Eni SpA	400	EUR	382	2022		convertibile
	1.900		1.869			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)				
	1 Gen. 2015	31 Dic. 2015	31 Mar. 2016	30 Giu. 2016
ATTIVITÀ				
Attività correnti				
6.614	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.209	6.029	5.099
5.024	Attività finanziarie destinate al trading	5.028	4.995	5.989
257	Attività finanziarie disponibili per la vendita	282	315	362
28.601	Crediti commerciali e altri crediti	21.640	21.581	20.019
7.555	Rimanenze	4.579	4.013	4.413
762	Attività per imposte sul reddito correnti	360	401	464
1.209	Attività per altre imposte correnti	630	612	483
4.385	Altre attività correnti	3.642	3.676	2.693
54.407		41.370	41.622	39.522
Attività non correnti				
75.991	Immobili, impianti e macchinari	68.005	66.426	67.826
1.581	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	871	1.037
4.420	Attività immateriali	3.034	2.961	2.882
3.172	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.853	4.494	4.444
2.015	Altre partecipazioni	660	288	283
1.042	Altre attività finanziarie	1.026	995	1.005
4.509	Attività per imposte anticipate	3.853	3.863	3.663
2.773	Altre attività non correnti	1.758	1.625	1.580
95.503		82.098	81.523	82.720
456	Discontinued operations e attività destinate alla vendita	15.533	123	99
150.366	TOTALE ATTIVITÀ	139.001	123.268	122.341
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
2.716	Passività finanziarie a breve termine	5.720	3.678	3.706
3.859	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.676	807	948
23.703	Debiti commerciali e altri debiti	14.942	15.237	15.273
534	Passività per imposte sul reddito correnti	431	434	401
1.873	Passività per altre imposte correnti	1.454	2.113	1.768
4.489	Altre passività correnti	4.712	4.769	3.151
37.174		29.935	27.038	25.247
Passività non correnti				
19.316	Passività finanziarie a lungo termine	19.397	19.444	21.134
15.882	Fondi per rischi e oneri	15.375	13.966	13.952
1.313	Fondi per benefici ai dipendenti	1.123	1.122	1.030
8.590	Passività per imposte differite	7.425	7.021	6.890
2.285	Altre passività non correnti	1.852	1.764	1.761
47.386		45.172	43.317	44.767
165	Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	6.485	34	24
84.725	TOTALE PASSIVITÀ	81.592	70.389	70.038
PATRIMONIO NETTO				
2.455	Interessenze di terzi	1.916	47	46
Patrimonio netto di Eni:				
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
(284)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)	(510)	(152)
60.763	Altre riserve	62.761	50.714	50.227
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
(2.020)	Acconto sul dividendo	(1.440)		
1.303	Utile (perdita) netto	(8.778)	(796)	(1.242)
63.186	Totale patrimonio netto di Eni	55.493	52.832	52.257
65.641	TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.409	52.879	52.303
150.366	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.001	123.268	122.341

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre	
				2015	2016
			RICAVI		
20.279	13.344	13.416	Ricavi della gestione caratteristica	41.317	26.760
118	207	295	Altri ricavi e proventi	669	502
20.397	13.551	13.711	Totale ricavi	41.986	27.262
			COSTI OPERATIVI		
14.998	10.651	10.769	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.697	21.420
797	808	736	Costo lavoro	1.593	1.544
(276)	(117)	118	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(298)	1
2.602	1.835	2.018	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	4.834	3.853
119	35	86	RADIAZIONI	189	121
1.605	105	220	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	3.375	325
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.317	1.833	1.357	Proventi finanziari	5.885	3.190
(1.671)	(2.077)	(1.343)	Oneri finanziari	(6.359)	(3.420)
1	(37)	(16)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	17	(53)
434	146	(151)	Strumenti finanziari derivati	(106)	(5)
81	(135)	(153)		(563)	(288)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
29	55	26	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	45	81
147	(35)	32	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	407	(3)
176	20	58		452	78
1.862	(10)	125	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.264	115
(1.007)	(370)	(569)	Imposte sul reddito	(1.765)	(939)
855	(380)	(444)	Utile (perdita) netto - continuing operations	1.499	(824)
(1.400)	(413)		Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.298)	(413)
(545)	(793)	(444)	Utile (perdita) netto	201	(1.237)
			Di competenza Azionisti Eni:		
498	(383)	(446)	- continuing operations	1.285	(829)
(595)	(413)		- discontinued operations	(550)	(413)
(97)	(796)	(446)		735	(1.242)
			Interessenze di terzi		
357	3	2	- continuing operations	214	5
(805)			- discontinued operations	(748)	
(448)	3	2		(534)	5
			Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(0,03)	(0,22)	(0,12)	- semplice	0,20	(0,34)
(0,03)	(0,22)	(0,12)	- diluito	0,20	(0,34)
			Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
0,14	(0,11)	(0,12)	- semplice	0,35	(0,23)
0,14	(0,11)	(0,12)	- diluito	0,35	(0,23)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I semestre	
	2015	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio	201	(1.237)
Componente riclassificabili a conto economico	3.837	(519)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	3.729	(875)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	156	428
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(3)	
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(7)	34
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	(38)	(106)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	3.837	(519)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	4.038	(1.756)
di competenza:		
Azionisti Eni	4.518	(1.761)
- continuing operations	5.068	(1.348)
- discontinued operations	(550)	(413)
Interessenze di terzi	(480)	5
- continuing operations	268	5
- discontinued operations	(748)	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1 gennaio 2015	65.641
Totale utile (perdita) complessivo	4.038
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.017)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	11
Totale variazioni	2.029
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2015	67.670
Totale utile (perdita) complessivo	(8.762)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(18)
Altre variazioni	(41)
Totale variazioni	(10.261)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2015	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	(1.756)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Altre variazioni	(34)
Totale variazioni	(5.106)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2016	52.303
di competenza:	
- azionisti Eni	52.257
- interessenze di terzi	46

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre 2015	2016
855	(380)	(444)	Utile (perdita) netto - continuing operations	1.499	(824)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.602	1.835	2.018	Ammortamenti e svalutazioni	4.834	3.853
119	35	86	Radiazioni	189	121
(29)	(55)	(26)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(45)	(81)
(28)	(18)	(9)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(342)	(27)
(181)	(22)	(33)	Dividendi	(223)	(55)
(47)	(68)	(52)	Interessi attivi	(83)	(120)
170	160	159	Interessi passivi	336	319
1.007	370	569	Imposte sul reddito	1.765	939
166	70	(119)	Altre variazioni	(48)	(49)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
47	530	(500)	- rimanenze	519	30
2.355	(189)	1.726	- crediti commerciali	1.611	1.537
(1.563)	13	(53)	- debiti commerciali	(1.050)	(40)
38	(1.076)	123	- fondi per rischi e oneri	(305)	(953)
(428)	948	(750)	- altre attività e passività	498	198
449	226	546	Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.273	772
5	7	1	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)	8
242	5	82	Dividendi incassati	265	87
12	45	22	Interessi incassati	24	67
(125)	(226)	(168)	Interessi pagati	(401)	(394)
(1.299)	(614)	(902)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.477)	(1.516)
3.918	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	6.554	3.100
(614)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.011)	
3.304	1.370	1.730	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.543	3.100
			Investimenti:		
(3.243)	(2.441)	(2.406)	- attività materiali	(6.058)	(4.847)
(25)	(14)	(18)	- attività immateriali	(44)	(32)
(47)	(1.124)	(28)	- partecipazioni	(108)	(1.152)
(61)	(70)	(1.155)	- titoli	(98)	(1.225)
(64)	(286)	(338)	- crediti finanziari	(442)	(624)
394	(72)	103	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(162)	31
(3.046)	(4.007)	(3.842)	Flusso di cassa degli investimenti	(6.912)	(7.849)
			Disinvestimenti:		
13	1	8	- attività materiali	408	9
			- attività immateriali	4	
(1)	463	11	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	33	474
85	341	127	- partecipazioni	199	468
	7		- titoli	10	7
87	6.337	579	- crediti finanziari	273	6.916
61	32	19	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	68	51
245	7.181	744	Flusso di cassa dei disinvestimenti	995	7.925
(2.801)	3.174	(3.098)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(5.917)	76

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre	
				2015	2016
985	211	1.892	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.004	2.103
(2.311)	(1.849)	(120)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.766)	(1.969)
1.059	(2.064)	108	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.925	(1.956)
(267)	(3.702)	1.880		1.163	(1.822)
1			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	
(2.017)		(1.440)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(2.017)	(1.440)
(3)		(4)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)	(4)
(2.286)	(3.702)	436	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(856)	(3.266)
1		(1)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)	(2)	(1)
(22)	(22)	3	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	84	(19)
(1.804)	820	(930)	Flusso di cassa netto del periodo	(1.148)	(110)
7.270	5.209	6.029	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	6.614	5.209
5.466	6.029	5.099	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.466	5.099

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

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre	
				2015	2016
197	5.987	(788)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	25	5.199

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016		I semestre	
				2015	2016
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
	6.493	7	Attività correnti	7	6.500
	8.541	9	Attività non correnti	19	8.550
	(5.390)	(2)	Indebitamento finanziario netto	(17)	(5.392)
2	(6.303)	(7)	Passività correnti e non correnti	(6)	(6.310)
2	3.341	7	Effetto netto dei disinvestimenti	3	3.348
	(1.006)		Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
(3)		5	Plusvalenza per disinvestimenti	31	5
	(1.872)		Interessenza di terzi		(1.872)
(1)	463	12	Totale prezzo di vendita	34	475
			a dedurre:		
			Indebitamento finanziario netto delle discontinued operations		
		(1)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	(1)
(1)	463	11	Flusso di cassa dei disinvestimenti	33	474

Investimenti tecnici

(€ milioni)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		I semestre		
					2015	2016	Var. %
3.194	2.297	2.326	(27,2)	Exploration & Production	5.795	4.623	(20,2)
	2		..	- acquisto di riserve proved e unproved		2	..
70	55	59	(15,7)	- costi geologici e geofisici	135	114	(15,6)
135	90	80	(40,7)	- ricerca esplorativa	312	170	(45,5)
2.975	2.122	2.171	(27,0)	- sviluppo	5.321	4.293	(19,3)
14	28	16	14,3	- altro	27	44	63,0
26	22	22	(15,4)	Gas & Power	44	44	
152	85	127	(16)	Refining & Marketing e Chimica	255	212	(16,9)
8	9	11	37,5	Corporate e altre attività	15	20	33,3
(160)	97	(3)		Elisioni di consolidamento	(140)	94	
3.220	2.510	2.483	(22,9)	Investimenti tecnici - continuing operations	5.969	4.993	(16,4)
70	55	59	(15,7)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	135	114	(15,6)
3.150	2.455	2.424	(23,0)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	5.834	4.879	(16,4)

Nel primo semestre 2016 gli investimenti tecnici di €4.879 milioni (€5.834 milioni nel primo semestre 2015) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Egitto, Angola, Indonesia, Kazakhstan, Norvegia, Iraq e Libia, e le attività di ricerca esplorativa in particolare in Egitto, Angola e Congo;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€107 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€33 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€29 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016			I semestre	
					2015	2016
1.754	1.754	1.715	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.726	1.734
173	154	96	Italia		169	125
181	190	188	Resto d'Europa		184	189
681	616	651	Africa Settentrionale		659	634
343	343	350	Africa Sub-Sahariana		343	346
98	118	90	Kazakhstan		99	104
113	132	141	Resto dell'Asia		111	136
140	178	174	America		134	176
25	23	25	Australia e Oceania		27	24
153,6	151,5	147,5	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	298,1	299,0

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016			I semestre	
					2015	2016
903	890	852	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	882	871
72	61	19	Italia		69	40
82	89	99	Resto d'Europa		86	94
288	244	248	Africa Settentrionale		268	246
255	260	259	Africa Sub-Sahariana		256	260
58	67	49	Kazakhstan		58	58
55	81	92	Resto dell'Asia		52	86
88	86	83	America		87	84
5	2	3	Australia e Oceania		6	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016			I semestre	
					2015	2016
132	134	133	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	131	133
16	14	12	Italia		16	13
15	16	14	Resto d'Europa		15	15
61	58	62	Africa Settentrionale		61	60
14	13	14	Africa Sub-Sahariana		14	13
6	8	6	Kazakhstan		6	7
9	8	8	Resto dell'Asia		9	8
8	14	14	America		7	14
3	3	3	Australia e Oceania		3	3

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (13,2 e 11,1 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2016 e 2015, rispettivamente, 12,7 e 11,2 milioni di metri cubi nel primo semestre 2016 e 2015, rispettivamente e 12,1 nel primo trimestre 2016).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2015	I trim. 2016	II trim. 2016	Var. % II trim. 16 vs 15		I semestre		
					2015	2016	Var. %
10,58	10,79	8,63	(18,4)	ITALIA	21,11	19,42	(8,0)
0,61	1,61	0,56	(8,2)	- Grossisti	2,33	2,17	(6,9)
6,26	3,55	4,67	(25,4)	- PSV e borsa	9,01	8,22	(8,8)
1,15	1,14	1,15		- Industriali	2,51	2,29	(8,8)
0,37	0,66	0,35	(5,4)	- PMI e terziario	0,92	1,01	9,8
0,18	0,21	0,09	(50,0)	- Termoelettrici	0,44	0,30	(31,8)
0,73	2,09	0,50	(31,5)	- Residenziali	3,08	2,59	(15,9)
1,28	1,53	1,31	2,3	- Autoconsumi	2,82	2,84	0,7
11,81	13,31	12,52	6,0	VENDITE INTERNAZIONALI	26,90	25,83	(4,0)
9,48	11,30	10,64	12,2	Resto d'Europa	22,45	21,94	(2,3)
1,11	1,13	0,99	(10,8)	- Importatori in Italia	2,24	2,12	(5,4)
8,37	10,17	9,65	15,3	- Mercati europei	20,21	19,82	(1,9)
1,45	1,38	1,07	(26,2)	<i>Penisola Iberica</i>	2,59	2,45	(5,4)
0,96	1,37	2,81	..	<i>Germania/Austria</i>	2,57	4,18	62,6
1,68	2,13	2,19	30,4	<i>Benelux</i>	4,52	4,32	(4,4)
0,19	0,73	0,14	(26,3)	<i>Ungheria</i>	0,91	0,87	(4,4)
0,43	0,37	0,35	(18,6)	<i>Regno Unito</i>	1,15	0,72	(37,4)
1,80	1,59	1,39	(22,8)	<i>Turchia</i>	3,87	2,98	(23,0)
1,81	2,23	1,68	(7,2)	<i>Francia</i>	4,34	3,91	(9,9)
0,05	0,37	0,02	(60,0)	<i>Altro</i>	0,26	0,39	50,0
1,51	1,20	1,21	(19,9)	Mercati extra europei	2,85	2,41	(15,4)
0,82	0,81	0,67	(18,3)	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,60	1,48	(7,5)
22,39	24,10	21,15	(5,5)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	48,01	45,25	(5,7)