



Roma
10 maggio 2017

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

Eni: risultati del primo trimestre 2017

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 16			I Trim. 17	I Trim. 16	var %
49,46	Brent dated	\$/barile	53,78	33,89	59
1.078	Cambio medio EUR/USD		1.065	1.102	(3)
1.856	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.795	1.754	2
1.286	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	1.834	583	215
1.400	di cui: E&P		1.415	95	..
(72)	G&P		338	285	19
75	R&M e Chimica		189	177	7
459	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		744	2	..
0,13	- per azione (€)		0,21	0,00	
340	Utile (perdita) netto ^(b)		965	(383)	..
0,09	- per azione (€)		0,27	(0,11)	
1.556	Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted ^(c)		2.597	1.473	76
3.248	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.932	1.370	41
2.250	Investimenti tecnici		2.831	2.455	15
14.776	Indebitamento finanziario netto		14.931	12.222	22
0,28	Leverage	%	0,28	0,23	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 12.

(b) Di competenza degli azionisti Eni - continuing operations.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del primo trimestre 2017 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

Il miglioramento dei risultati economico finanziari nel primo trimestre di quest'anno è stato netto. L'utile adjusted di circa €750 milioni era di circa €460 milioni (+60%) nel quarto trimestre dello scorso anno, quando i prezzi erano già risaliti a valori vicini agli attuali, ed era zero nel primo trimestre 2016, caratterizzato da uno scenario prezzi depresso. Inoltre il contributo di cassa del periodo di €2,6 miliardi è il più elevato degli ultimi 7 trimestri. Questi risultati sono frutto dei continui progressi industriali conseguiti in tutti i business, in linea con gli obiettivi dichiarati per il 2017 che restano tutti confermati. In particolare nell'upstream la conclusione oramai prossima dei lavori per l'avvio dei campi di Jangkrik in Indonesia ed OCTP in Ghana ed i progressi per l'avvio entro l'anno del campo di Zohr in Egitto mi rendono confidente sul conseguimento del target di produzione per l'anno in corso.

I risultati industriali saranno inoltre accompagnati dalle cessioni già firmate, con particolare riferimento agli assets esplorativi in Egitto ed in Mozambico, il cui completamento atteso entro l'anno contribuirà a rafforzare ulteriormente la struttura patrimoniale senza intaccare le nostre prospettive di crescita. La generazione di cassa organica e gli incassi da dismissioni ci consentiranno nel 2017 di finanziare integralmente gli investimenti e i dividendi ad un livello di prezzo Brent ben al di sotto di quello attuale. "

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione del trimestre:** +2,3% a 1,795 milioni di barili giorno; +5,7% escludendo l'effetto prezzo negativo nei PSA e i tagli OPEC.
- **Avviato East Hub** in Angola, confermati i tempi di avvio degli altri grandi progetti 2017 a elevato cash flow: Jangkrik in Indonesia, OCTP in Ghana e Zohr in Egitto.
- **Importante successo esplorativo nell'offshore del Messico** in un asset convenzionale ad elevata partecipazione. **Altri successi esplorativi** in Libia, Indonesia e Norvegia.
- **Portafoglio titoli minerari:** acquisiti nuovi permessi esplorativi nell'offshore di Cipro, Costa d'Avorio e Norvegia.
- **Definita la cessione del 25% dell'Area 4** in Mozambico a ExxonMobil per il corrispettivo di circa \$2,8 miliardi. Perfezionata la cessione del 10% di Zohr a BP.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €1,42 miliardi (+€1,32 miliardi vs primo trimestre 2016).

Gas & Power

- **Definita la cessione delle attività di vendita retail di gas & power in Belgio** in esecuzione del piano di dismissioni definito da Eni per il quadriennio 2017-2020.
- In esecuzione della strategia di potenziamento del business GNL, **firmato un accordo** della durata di 15 anni per la **fornitura** di oltre 11 milioni di tonnellate di **GNL** in Pakistan.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €338 milioni (+19% vs primo trimestre 2016).

Refining & Marketing e Chimica

- **Margine di raffinazione di breakeven al di sotto di 4 \$/barile.**
- **Utile operativo adjusted R&M:** €66 milioni, in linea con il primo trimestre 2016, nonostante l'indisponibilità dell'impianto EST.
- **Utile operativo adjusted della Chimica** a €123 milioni, solida performance anche grazie alle ristrutturazioni finalizzate negli esercizi passati.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €1,83 miliardi, +215% vs primo trimestre 2016 (+€1,25 miliardi).
- **Utile netto adjusted:** €0,74 miliardi (+€0,74 miliardi vs primo trimestre 2016).
- **Utile netto:** €0,97 miliardi.
- Forte **generazione di cassa operativa:** €1,93 miliardi, +41% vs primo trimestre 2016; €2,60 miliardi prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino, +76%.
- **Investimenti tecnici:** €2,83 miliardi (€2,42 miliardi su base pro-forma¹) finalizzati al completamento dei grandi progetti attesi in avvio nel 2017.
- Nel primo trimestre 2017 definite **dismissioni** per circa €2,9 miliardi pari al **60% del target minimo di cessioni previste dal piano 2017-2020**.
- **Indebitamento finanziario netto:** €14,9 miliardi in linea rispetto a fine 2016.
- **Leverage al 31 marzo 2017:** stabile a 0,28.

¹ Escludono i rimborsi associati alle cessioni; vedi pag. 10.

Outlook

Exploration & Production

Confermato il target 2017 di nuove risorse esplorative: 0,8 miliardi di boe al costo unitario di circa 1 \$/barile.

Produzione 2017: confermato target di 1,84 milioni boe/g (+5% rispetto al 2016) grazie agli avvii di nuovi progetti e ai ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016, principalmente in Egitto, Kazakhstan, Angola, Indonesia e Norvegia. Previste inoltre altre iniziative di ottimizzazione della produzione non incluse nei piani iniziali. Tali incrementi saranno in grado di assorbire i declini di giacimenti maturi e un'interruzione dell'attività produttiva in Val d'Agri per un periodo di novanta giorni. Sono in corso azioni per ridurre la durata di tale interruzione.

Gas & Power

Confermato il target di breakeven strutturale dal 2017.

Previsti **miglioramenti della posizione di costo** con interventi sui contratti long-term e di logistica. Obiettivo di **mantenimento della quota di mercato** nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti grazie allo sviluppo di offerte commerciali innovative, ai servizi integrati e all'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi.

Refining & Marketing e Chimica

Confermato il target del margine di raffinazione di breakeven a 3 \$/barile dal 2018.

Lavorazioni in conto proprio attese in leggero calo a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti presso la raffineria Sannazzaro, in parte compensati da maggiori volumi a Livorno e Milazzo. In un contesto di forte pressione competitiva, Eni prevede di mantenere **i volumi venduti di prodotti petroliferi rete e la quota di mercato in Italia**, facendo leva sulla differenziazione dell'offerta e sull'innovazione. In Europa volumi previsti stabili, escludendo gli effetti delle dismissioni delle reti di distribuzione nell'Est Europa.

Nella Chimica **volumi di vendita in leggero aumento** grazie alla maggiore disponibilità da produzione. Margini in flessione nel cracker e nel polietilene, in ripresa nel butadiene e negli stirenicici.

Gruppo

Confermato l'obiettivo di **riduzione dei capex del 18%** vs 2016 su base proforma, cioè al netto dei rimborsi connessi alle dismissioni.

Cash neutrality: confermata copertura organica degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di circa 60 \$/barile nel 2017.

Leverage a fine 2017: in riduzione anche grazie al perfezionamento di operazioni di portafoglio, tra cui in particolare la cessione del Mozambico.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e Prezzi

IV Trim. 16			I Trim. 17	I Trim. 16	var %
	Produzioni				
906	Petrolio	mgl di barili/g	832	890	(6,5)
147	Gas naturale	mln di metri cubi/g	149	134	11,2
1.856	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.795	1.754	2,3
	Prezzi medi di realizzo				
44,56	Petrolio	\$/barile	48,65	29,69	63,9
123,66	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	127,33	116,78	9,0
32,95	Idrocarburi	\$/boe	33,42	24,09	38,7

- La **produzione di idrocarburi** del primo trimestre 2017 è stata di 1.795 milioni di boe/giorno con una crescita del 2,3% rispetto al primo trimestre 2016 dovuta agli avvii di nuovi giacimenti e al ramp-up dei progetti del 2016 in particolare in Egitto, Kazakistan, Norvegia e Angola per un contributo di 110 mila boe/giorno. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive programmate e non, in particolare in Nigeria, Stati Uniti e Libia, dai tagli produttivi decisi dall'OPEC e dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo negativo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente 55 mila boe/giorno), la produzione è in crescita del 5,7%.
- La produzione di petrolio (832 mila barili/giorno) è diminuita di 58 mila barili/giorno, pari al 6,5%. La produzione di gas naturale (149 milioni di metri cubi/giorno) risulta in crescita di 15 milioni di metri cubi/giorno, pari all'11,2%.

Risultati

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
1.720	Utile (perdita) operativo	1.628	94	..
(320)	Esclusione special items	(213)	1	
1.400	Utile (perdita) operativo adjusted	1.415	95	..
123	Proventi (oneri) finanziari netti	56	(58)	
77	Proventi (oneri) su partecipazioni	18	4	
(741)	Imposte sul reddito	(859)	(307)	
46,3	tax rate (%)	57,7	..	
859	Utile (perdita) netta adjusted	630	(266)	..
1.871	Investimenti tecnici	2.706	2.242	20,7

- Nel primo trimestre 2017 l'**utile operativo adjusted** del settore Exploration & Production di €1.415 milioni evidenzia un significativo miglioramento rispetto al primo trimestre 2016 sostanzialmente a break-even. Tale trend è dovuto alla ripresa dello scenario petrolifero (+59% la quotazione Brent) e al maggiore apprezzamento del paniere dei greggi di produzione rispetto al benchmark di mercato che hanno determinato un incremento del 64% dei prezzi di realizzo Eni ed alla crescita produttiva. I prezzi del gas naturale hanno evidenziato una minore dinamica rispetto al petrolio (gas naturale +9%) a causa delle condizioni di eccesso di offerta nel mercato europeo e dei time lag delle formule prezzo indicizzate al petrolio. Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi di radiazione di pozzi esplorativi (€144 milioni vs €35 milioni nel primo trimestre 2016).
- Nel primo trimestre 2017 il settore ha registrato l'**utile netto adjusted** di €630 milioni, con un miglioramento di €896 milioni rispetto al primo trimestre 2016 dovuto al forte incremento della performance operativa e alla normalizzazione del tax rate determinato dalla migliorata redditività che ha ridotto la rilevanza relativa degli imponibili in regime di PSA, caratterizzati da tax rate più elevati, e di costi non fiscalizzabili.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 8.

Gas & Power

Vendite

IV Trim. 16				I Trim. 17	I Trim. 16	var %
202	PSV		€/mgl di metri cubi	219	153	43,1
182	TTF			195	136	43,4
	Vendite di gas naturale		mld di metri cubi			
10,25	Italia			10,38	10,79	(3,8)
11,73	Resto d'Europa			11,53	11,11	3,8
1,15	<i>di cui: Importatori in Italia</i>			1,04	1,13	(8,0)
10,58	<i>Mercati europei</i>			10,49	9,98	5,1
1,28	Resto del Mondo			1,37	1,39	(1,4)
23,26	Totale vendite gas mondo			23,28	23,29	(0,0)
9,79	Vendita di energia elettrica		teraw attora	9,37	9,45	(0,8)

- Nel primo trimestre 2017 le **vendite di gas naturale** sono state di 23,28 miliardi di metri cubi, stabili rispetto al primo trimestre 2016. Le vendite in Italia sono diminuite del 3,8% a 10,38 miliardi di metri cubi per minori volumi venduti all'hub (PSV). Le vendite nei mercati europei di 10,49 miliardi di metri cubi hanno registrato un incremento del 5,1% principalmente in Germania/Austria per maggiori vendite a clienti grossisti e Turchia per maggiori vendite a Botas, compensate dal calo delle vendite in Ungheria per la cessione nel 2016 del portafoglio clienti.
- Le **vendite di energia elettrica** di 9,37 TWh nel primo trimestre 2017 sono in diminuzione dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo del 2016 per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel middle market.

Risultati

IV Trim. 16		(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
5	Utile (perdita) operativo		214	83	..
(56)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	128	
(21)	Esclusione special item		168	74	
(72)	Utile (perdita) operativo adjusted		338	285	18,6
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti		6	2	
(8)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(1)	5	
50	Imposte sul reddito		(133)	(128)	
..	<i>tax rate (%)</i>		38,8	43,8	
(31)	Utile (perdita) netta adjusted		210	164	28,0
53	Investimenti tecnici		19	22	(13,6)

- Nel primo trimestre 2017 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €338 milioni con un miglioramento di €53 milioni rispetto al primo trimestre 2016 dovuto ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti long-term di approvvigionamento/vendita, alle ottimizzazioni dei costi e al maggior risultato delle attività di trading. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati da minori proventi one-off legati alle rinegoziazioni e da effetti negativi di scenario. Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €210 milioni in miglioramento del 28% rispetto al primo trimestre 2016.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 8.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim. 16			I Trim. 17	I Trim. 16	var %
4,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,2	4,2	
5,22	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,18	5,20	(0,4)
0,75	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,64	0,70	(8,6)
5,97	Totale lavorazioni		5,82	5,90	(1,4)
0,06	Lavorazioni green		0,02	0,04	(50,0)
84,2	Tasso utilizzo impianti	%	85,5	85,6	(0,1)
Marketing					
2,08	Vendite rete Europa	mln ton	2,00	2,00	
1,47	Vendite rete Italia		1,42	1,37	3,6
0,61	Vendite rete resto d'Europa		0,58	0,63	(7,9)
24,4	Quota mercato rete Italia	%	24,8	23,8	
2,92	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,36	2,55	(7,5)
2,08	Vendite extrarete Italia		1,68	1,84	(8,7)
0,84	Vendite extrarete resto d'Europa		0,68	0,71	(4,2)
Chimica					
1.336	Produzione prodotti petrolchimici	mgl ton	1.525	1.438	6,1

- Nel primo trimestre 2017 il **margin indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) è rimasto invariato rispetto al primo trimestre 2016, attestandosi a 4,2 \$/barile grazie alla tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,82 milioni di tonnellate con una flessione dell'1,4% rispetto al primo trimestre 2016 dovuta principalmente ai minori volumi processati all'estero a causa della manutenzione programmata alla raffineria di Bayern Oil in Germania. In Italia le lavorazioni sono sostanzialmente invariate per effetto della migliore performance di Taranto che ha compensato gli effetti di un inconveniente tecnico presso la raffineria di Sannazzaro. I **volumi di lavorazione green** presso la green refinery di Venezia sono diminuiti del 50% nel trimestre rispetto al periodo di confronto, a causa della fermata di manutenzione programmata nel primo trimestre 2017.
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,42 milioni di tonnellate del trimestre sono aumentate del 3,6% in un contesto di consumi sostanzialmente stabili grazie all'efficacia delle azioni di marketing. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 24,8% (23,8% nel primo trimestre 2016).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,68 milioni di tonnellate sono in diminuzione dell'8,7% rispetto al primo trimestre 2016: minori volumi di gasolio, benzina ed oli combustibili sono stati parzialmente compensati da maggiori volumi commercializzati di jet fuel e GPL.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono diminuite (-6%) rispetto al periodo di confronto per effetto essenzialmente della cessione di attività nell'Europa dell'Est.

- Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.525 milioni di tonnellate sono in aumento del 6,1% per effetto della migliore regolarità di marcia degli impianti.

Risultati

IV Trim. 16			I Trim. 17	I Trim. 16	var %
		(€ milioni)			
168	Utile (perdita) operativo		364	48	..
(181)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(199)	63	
88	Esclusione special item		24	66	
75	Utile (perdita) operativo adjusted		189	177	6,8
68	- <i>Refining & Marketing</i>		66	66	
7	- <i>Chimica</i>		123	111	10,8
1	Proventi (oneri) finanziari netti			1	
9	Proventi (oneri) su partecipazioni		10	20	
(35)	Imposte sul reddito		(71)	(54)	
41,2	<i>tax rate (%)</i>		35,7	27,3	
50	Utile (perdita) netta adjusted		128	144	(11,1)
303	Investimenti tecnici		100	85	17,6

- Nel primo trimestre 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €189 milioni in miglioramento del 6,8% rispetto al primo trimestre 2016.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €66 milioni in linea con il primo trimestre 2016. Il margine di break-even delle attività di raffinazione si è attestato su valori inferiori a 4 \$/barile, nonostante l'indisponibilità dell'impianto EST di Sannazzaro. I minori risultati registrati sulle attività green (fermata programmata a Venezia) sono stati compensati da performance positive nel business Ossigenati e nelle attività di portfolio del Supply. Le attività commerciali hanno conseguito risultati in miglioramento rispetto allo scorso anno.

La **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €123 milioni, in aumento del 10,8% rispetto al primo trimestre 2016 per effetto dei maggiori volumi e delle ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati che hanno consentito di catturare il pieno beneficio del positivo andamento di alcuni segmenti di mercato, in particolare nel butadiene dovuto all'indisponibilità di prodotto sul mercato. Tali trend sono stati in parte compensati dalla flessione del margine del cracker e dei margini del polietilene. I volumi di vendita hanno registrato un incremento di circa il 3% trainati da fenomeni di carenza di prodotto conseguente a diverse fermate di impianti di steam-cracking e butadiene a livello mondiale e da maggiori disponibilità da produzione.

- L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2017 di €128 milioni evidenzia una riduzione di €16 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto dell'incremento del tax rate.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 8.

Risultati di gruppo

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
15.807	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	18.047	13.344	35,2
1.640	Utile (perdita) operativo - continuing operations	2.111	105	..
(237)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(259)	329	
(117)	Esclusione special item ^(a)	(18)	149	
1.286	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	1.834	583	..
	Dettaglio per settore di attività			
1.400	<i>Exploration & Production</i>	1.415	95	..
(72)	<i>Gas & Power</i>	338	285	18,6
75	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	189	177	6,8
(118)	<i>Corporate e altre attività</i>	(115)	(90)	(27,8)
1	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	7	116	
340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	965	(383)	..
(162)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(186)	224	
281	Esclusione special item ^(a)	(35)	161	
459	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	744	2	..
340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	965	(796)	..
340	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	965	(383)	..
	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations		(413)	..

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

(b) Sono gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti e servizi non ancora realizzate vs terzi a fine periodo.

Risultati adjusted

- Nel primo trimestre 2017 l'**utile operativo adjusted consolidato** di €1,83 miliardi ha triplicato il valore del primo trimestre 2016 (+€1,25 miliardi) trainato principalmente dalla robusta performance della E&P, che ha registrato un incremento dell'utile operativo di €1,32 miliardi grazie alla ripresa dello scenario petrolifero (+59% l'incremento del prezzo di riferimento del Brent) e alla crescita produttiva. I settori mid-downstream hanno migliorato o confermato i livelli di utile operativo del primo trimestre 2016 nonostante uno scenario neutrale o sfavorevole, grazie alle azioni di ristrutturazione eseguite negli esercizi passati, alle rinegoziazioni dei contratti gas long-term e ad altre efficienze e ottimizzazioni.
- Il **risultato netto adjusted** di €0,74 miliardi rappresenta la migliore performance trimestrale degli ultimi due anni. Il miglioramento rispetto al pareggio registrato nel primo trimestre 2016 è dovuto al forte incremento della redditività operativa, nonché alla normalizzazione del tax rate che si attesta al 57% per effetto del miglioramento dello scenario che ha ridotto l'incidenza relativa degli imponibili in regime di PSA, caratterizzati da tax rate più elevati, e di costi non fiscalizzabili.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da proventi netti di €18 milioni con il seguente break-down per settore:

- E&P:** proventi netti di €213 milioni rappresentati principalmente da: la plusvalenza netta realizzata sulla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni), un accantonamento a fondo rischi a fronte di un arbitrato con una controparte contrattuale (€84 milioni) e altri oneri diversi (€35 milioni).
- G&P:** oneri netti di €168 milioni rappresentati da: la componente valutativa negativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€188 milioni), la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta (-€8 milioni) e oneri di incentivazione all'esodo di €2 milioni. Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo di €14 milioni relativo ai 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.

- **R&M e Chimica:** oneri netti di €24 milioni rappresentati principalmente da: svalutazioni degli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€19 milioni); oneri ambientali (€7 milioni) e oneri per incentivazione all'esodo (€2 milioni), nonché la componente valutativa positiva di €11 milioni di derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.

Gli **special item non operativi** comprendono l'effetto d'imposta di quelli operativi nonché l'accontamento a fronte di un contenzioso fiscale in una giurisdizione estera per una rettifica complessiva negativa dell'utile netto di €35 milioni.

Risultati reported

Nel primo trimestre 2017 Eni ha registrato l'utile netto reported di competenza azionisti Eni di €965 milioni rispetto alla perdita di €383 milioni del primo trimestre 2016 riferita alle continuing operations (la perdita di competenza Eni del primo trimestre 2016 comprendeva anche gli effetti del closing dell'operazione Saipem tra i quali l'adeguamento al fair value della partecipazione mantenuta con un onere netto di €413 milioni rappresentato come discontinued operations). Il risultato 2017 è stato trainato principalmente dalla robusta performance operativa della E&P (+€1,53 miliardi) che riflette il sostanziale recupero dello scenario petrolifero (+59% il riferimento Brent), nonché la plusvalenza sulla cessione del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni). Il miglioramento del risultato è dovuto anche alla normalizzazione del tax rate reported che si è attestato a circa il 52% per effetto della ripresa dello scenario che ha ridotto l'incidenza relativa degli utili ante imposte conseguiti in regime di PSA caratterizzati da maggiori tax rate e dei costi non fiscalizzabili.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var. ass.
341 Utile (perdita) netto - continuing operations		967	(380)	1.347
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.740 - ammortamenti e altri componenti non monetari	2.056	1.892	164	
(11) - plusvalenze nette su cessioni di attività	(343)	(18)	(325)	
749 - dividendi, interessi e imposte	1.146	440	706	
1.455 Variazione del capitale di esercizio	(924)	226	(1.150)	
(1.026) Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(970)	(790)	(180)	
3.248 Flusso di cassa netto da attività operativa	1.932	1.370	562	
(2.250) Investimenti tecnici	(2.831)	(2.455)	(376)	
(6) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(36)	(1.124)	1.088	
33 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	557	805	(248)	
614 Altre variazioni relative all'attività di investimento	185	(39)	224	
1.639 Free cash flow	(193)	(1.443)	1.250	
42 Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(160)	5.987	(6.147)	
(798) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	150	(3.702)	3.852	
(33) Flusso di cassa del capitale proprio				
22 Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(6)	(22)	16	
872 FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(209)	820	(1.029)	

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var. ass.
1.639 Free cash flow	(193)	(1.443)	1.250	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			5.818	(5.818)
(374) Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	38	274	(236)	
(33) Flusso di cassa del capitale proprio				
1.232 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(155)	4.649	(4.804)	

- L'**indebitamento finanziario netto² al 31 marzo 2017** è pari a €14,93 miliardi sostanzialmente in linea rispetto al 2016 (+€0,155 miliardi rispetto al 31 dicembre 2016).
- Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €1,93 miliardi che si ridetermina in €2,60 miliardi prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione. Gli incassi da dismissioni di €0,56 miliardi sono relativi al closing della transazione con BP per la cessione della quota del 10% dell'asset Zohr e comprendono il rimborso degli investimenti sostenuti dal 1 gennaio 2016 (la quota 2017 è di \$64 milioni). Circa il 50% del corrispettivo della transazione sarà incassato in tranches. Le variazioni legate all'attività d'investimento sono positive per circa €0,6 miliardi. Questi flussi hanno coperto quasi interamente i fabbisogni per investimenti tecnici del periodo (€2,83 miliardi) che risentono del picco di spending legato alla ormai prossima conclusione di alcuni grandi progetti in avvio nel 2017. Su base pro-forma, escludendo cioè la quota di investimenti di competenza degli operatori che hanno acquisito quote di asset esplorativi in sviluppo con retrodatazione degli effetti economici (Egitto e Mozambico) e che saranno rimborsati al closing delle relative transazioni, gli investimenti tecnici del trimestre si rideterminano in €2,42 miliardi. Sul flusso di cassa del trimestre ha inoltre inciso il minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €0,2 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato	79.571	79.729	(158)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.728	4.637	91
Crediti commerciali	12.456	11.186	1.270
Debiti commerciali	(11.163)	(11.038)	(125)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.125)	(3.073)	(1.052)
Fondi per rischi e oneri	(13.960)	(13.896)	(64)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.301	1.171	130
	(10.763)	(11.013)	250
Fondi per benefici ai dipendenti	(862)	(868)	6
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	118	14	104
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.064	67.862	202
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.081	53.037	44
Interessenze di terzi	52	49	3
Patrimonio netto	53.133	53.086	47
Indebitamento finanziario netto	14.931	14.776	155
COPERTURE	68.064	67.862	202
Leverage	0,28	0,28	

- Il **leverage³** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,28 al 31 marzo 2017, invariato rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016. Il total equity aumenta di €47 milioni beneficiando del risultato di periodo, compensato dalle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (circa €0,7 miliardi) e dalla variazione della riserva cash flow hedge (-€0,3 miliardi). Le differenze di cambio relative all'indebitamento finanziario netto sono state negative per circa €0,1 miliardi.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 19.

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 pag. 12 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

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

Alla data del 31 marzo 2017 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.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 2017 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2017, al primo trimestre e al quarto trimestre 2016. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2017 e al 31 dicembre 2016. 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 primo trimestre 2017 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2016 alla quale si rinvia.

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

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

* * *

Disclaimer

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

* * *

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

segreteriasocietaria.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 primo trimestre 2017 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

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 consuntivi:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion 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. In tale ambito, dal ciclo di reporting 2017, è compresa la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali che sarà adottato nei conti GAAP con efficacia 1 gennaio 2018. Tale rettifica di risultato è coerente con le modalità con le quali il management valuta le performance di questo business e migliora rispetto al passato la correlazione tra ricavi e costi di competenza del periodo; 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.

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.

Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

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/debti 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.

(€ milioni)

I trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.628	214	364	(118)	23	2.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	(199)		(16)	(259)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			7			7
svalutazioni (riprese di valore) nette			19	1		20
plusvalenze nette su cessione di asset	(343)					(343)
accantonamenti a fondo rischi	84					84
oneri per incentivazione all'esodo	2	2	2			6
derivati su commodity		188	(11)			177
differenze e derivati su cambi	9	(14)	(1)			(6)
altro	35	(8)	8	2		37
Special item dell'utile (perdita) operativo	(213)	168	24	3		(18)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.415	338	189	(115)	7	1.834
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	56	6		(207)		(145)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	18	(1)	10	15		42
Imposte sul reddito ^(a)	(859)	(133)	(71)	78		(985)
Tax rate (%)	57,7	38,8	35,7			56,9
Utile (perdita) netto adjusted	630	210	128	(229)	7	746
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						744
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						965
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(186)
Esclusione special item						(35)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						744

^(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 (riprese di valore) nette		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)	4	5	20	(7)		22		22
Imposte sul reddito ^(a)	(307)	(128)	(54)	16	(38)	(511)		(511)
<i>Tax rate (%)</i>	..	43,8	27,3			99,0		99,0
Utile (perdita) netto adjusted	(266)	164	144	(115)	78	5		5
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3		3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2		2
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(796)	413	(383)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						224		224
Esclusione special item						574	(413)	161
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2		2

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2016

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

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item⁴

IV Trim. 16		(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
28	Oneri ambientali		7	23
(640)	Svalutazioni (riprese di valore) nette		20	17
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7
(6)	Plusvalenze nette su cessione di asset		(343)	
43	Accantonamenti a fondo rischi		84	
33	Oneri per incentivazione all'esodo		6	7
(279)	Derivati su commodity		177	133
37	Differenze e derivati su cambi		(6)	(42)
667	Altro		37	4
(117)	Special item dell'utile (perdita) operativo		(18)	149
56	Oneri (proventi) finanziari		6	96
	<i>di cui:</i>			
(37)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		6	42
362	Oneri (proventi) su partecipazioni		(2)	365
	<i>di cui:</i>			
(5)	- plusvalenze da cessione			
415	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni			365
(20)	Imposte sul reddito		(21)	(36)
	<i>di cui:</i>			
122	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane			
6	- svalutazioni nette imposte differite estero upstream			
(148)	- fiscalità su special item dell'utile operativo (estero) e altro			
281	Totale special item dell'utile (perdita) netto		(35)	574
	<i>di competenza:</i>			
	- interessenze di terzi			
281	- azionisti Eni		(35)	574

⁴ Dettaglio svalutazioni e riprese di valore delle continuing operations nella pagina successiva.

Analisi delle principali voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
4.855	Exploration & Production	4.950	3.356	47,5
11.986	Gas & Power	13.942	10.030	39,0
5.125	Refining & Marketing e Chimica	5.515	3.869	42,5
4.141	- <i>Refining & Marketing</i>	4.294	2.916	47,3
1.082	- <i>Chimica</i>	1.346	1.019	32,1
(98)	- <i>Elisioni</i>	(125)	(66)	
391	Corporate e altre attività	348	310	12,3
(6.550)	Elisioni di consolidamento	(6.708)	(4.221)	
15.807		18.047	13.344	35,2

Costi operativi

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
12.346	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.619	10.651	27,9
87	<i>di cui: altri special item</i>	91	23	
741	Costo lavoro	784	808	(3,0)
33	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	6	7	
13.087		14.403	11.459	25,7

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16	var %
1.757	Exploration & Production	1.646	1.624	1,4
92	Gas & Power	89	86	3,5
106	Refining & Marketing e Chimica	89	96	(7,3)
95	- <i>Refining & Marketing</i>	75	88	(14,8)
11	- <i>Chimica</i>	14	8	75,0
17	Corporate e altre attività	16	19	(15,8)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(7)	(7)	
1.965	Ammortamenti	1.833	1.818	0,8
(656)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	20	17	..
1.309	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.853	1.835	1,0
212	Radiazioni	144	35	..
1.521		1.997	1.870	6,8

IV Trim. 16	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
849	Svalutazione asset materiali/immateriali	20	17
(1.505)	Riprese di valore		
(656)	Sub totale	20	17
16	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		
(640)	Totale svalutazioni (riprese di valore) nette	20	17

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
I Trimestre 2017					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	13	(1)	2	15	29
Dividendi	3		8		11
Altri proventi (oneri) netti	2		2		4
	18	(1)	12	15	44

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.

	31 mar. 2016	(€ milioni)	31 mar. 2017	31 dic. 2016	Var. ass. vs. 31 dic. 2016
23.929	Debiti finanziari e obbligazionari		27.285	27.239	46
4.485	<i>Debiti finanziari a breve termine</i>		7.060	6.675	385
19.444	<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		20.225	20.564	(339)
(6.029)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(5.465)	(5.674)	209
(5.007)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa		(6.410)	(6.404)	(6)
(671)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(479)	(385)	(94)
12.222	Indebitamento finanziario netto		14.931	14.776	155
52.879	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.133	53.086	47
0,23	Leverage		0,28	0,28	

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2017

(€ milioni)	Ammontare al 31 marzo 2017 ^(a)
Società emittente	
Eni SpA	3.626
Eni Finance International SA	103
	3.729

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo trimestre 2017 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 31 marzo 2017 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	750	EUR	745	2027	fisso	1,500

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2017	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.465	5.674
Attività finanziarie destinate al trading	6.172	6.166
Attività finanziarie disponibili per la vendita	238	238
Crediti commerciali e altri crediti	19.429	17.593
Rimanenze	4.728	4.637
Attività per imposte sul reddito correnti	366	383
Attività per altre imposte correnti	519	689
Altre attività correnti	1.403	2.591
	38.320	37.971
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	70.703	70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.279	1.184
Attività immateriali	3.262	3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.057	4.040
Altre partecipazioni	276	276
Altre attività finanziarie	1.859	1.860
Attività per imposte anticipate	3.783	3.790
Altre attività non correnti	1.403	1.348
	86.622	86.560
Attività destinate alla vendita	261	14
TOTALE ATTIVITÀ	125.203	124.545
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.778	3.396
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.282	3.279
Debiti commerciali e altri debiti	17.063	16.703
Passività per imposte sul reddito correnti	526	426
Passività per altre imposte correnti	2.186	1.293
Altre passività correnti	1.736	2.599
	28.571	27.696
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.225	20.564
Fondi per rischi e oneri	13.960	13.896
Fondi per benefici ai dipendenti	862	868
Passività per imposte differite	6.569	6.667
Altre passività non correnti	1.740	1.768
	43.356	43.763
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	143	
TOTALE PASSIVITÀ	72.070	71.459
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	52	49
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(41)	189
Altre riserve	48.733	52.329
Azioni proprie	(581)	(581)
Acconto sul dividendo		(1.441)
Utile (perdita) netto	965	(1.464)
Totale patrimonio netto di Eni	53.081	53.037
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.133	53.086
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	125.203	124.545

CONTO ECONOMICO

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
RICAVI			
15.807	Ricavi della gestione caratteristica	18.047	13.344
347	Altri ricavi e proventi	485	207
16.154	Totale ricavi	18.532	13.551
COSTI OPERATIVI			
12.346	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.619	10.651
741	Costo lavoro	784	808
94	Altri proventi (oneri) operativi	(21)	(117)
1.965	Ammortamenti	1.833	1.818
(656)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	20	17
212	Radiazioni	144	35
1.640	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.111	105
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
1.898	Proventi finanziari	1.326	1.833
(1.920)	Oneri finanziari	(1.498)	(2.077)
68	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	1	(37)
(370)	Strumenti finanziari derivati	20	146
(324)		(151)	(135)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
(199)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	29	55
(81)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	15	(35)
(280)		44	20
1.036	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.004	(10)
(695)	Imposte sul reddito	(1.037)	(370)
341	Utile (perdita) netto - continuing operations	967	(413)
	Utile (perdita) netto - discontinued operations		
341	Utile (perdita) netto	967	(793)
Di competenza Azionisti Eni:			
340	- continuing operations	965	(383)
	- discontinued operations		(413)
340		965	(796)
Interessenze di terzi			
1	- continuing operations	2	3
	- discontinued operations		
1		2	3
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
0,09	- semplice	0,27	(0,22)
0,09	- diluito	0,27	(0,22)
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
0,09	- semplice	0,27	(0,11)
0,09	- diluito	0,27	(0,11)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	I Trim. 2017	I Trim. 2016
Utile (perdita) netto del periodo		967	(793)
Componente riclassificabili a conto economico			
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>		(718)	(1.864)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>		(304)	(44)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		18	40
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>		74	12
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(930)	(1.856)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		37	(2.649)
di competenza:			
Azionisti Eni		35	(2.652)
- continuing operations		35	(2.239)
- discontinued operations			(413)
Interessenze di terzi		2	3
- continuing operations		2	3
- discontinued operations			

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1 gennaio 2016	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	(2.649)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Altre variazioni	(9)
Totale variazioni	(4.530)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2016	52.879
di competenza:	
- azionisti Eni	52.832
- interessenze di terzi	47
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 1 gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	37
Altre variazioni	10
Totale variazioni	47
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2017	53.133
di competenza:	
- azionisti Eni	53.081
- interessenze di terzi	52

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
341 Utile (perdita) netto		967	(380) (*)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
1.965 Ammortamenti	1.833	1.818	
(656) Svalutazioni (riprese di valore) nette	20	17	
212 Radiazioni	144	35	
199 Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(29)	(55)	
(11) Plusvalenze nette su cessioni di attività	(343)	(18)	
(66) Dividendi	(11)	(22)	
(41) Interessi attivi	(48)	(68)	
161 Interessi passivi	168	160	
695 Imposte sul reddito	1.037	370	
20 Altre variazioni	91	70	
<i>Variazioni del capitale di esercizio:</i>			
(145) - rimanenze	(219)	530	
(648) - crediti commerciali	(1.501)	(189)	
1.827 - debiti commerciali	257	13	
(280) - fondi per rischi e oneri	47	(1.076)	
701 - altre attività e passività	492	948	
1.455 Flusso di cassa del capitale di esercizio	(924)	226	
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(3)	7	
83 Dividendi incassati	4	5	
70 Interessi incassati	8	45	
(360) Interessi pagati	(184)	(226)	
(819) Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(798)	(614)	
3.248 Flusso di cassa netto da attività operativa	1.932	1.370	
<i>Investimenti:</i>			
(2.185) - attività materiali	(2.727)	(2.441)	
(65) - attività immateriali	(104)	(14)	
(6) - partecipazioni	(36)	(1.124)	
(53) - titoli	(65)	(70)	
(268) - crediti finanziari	(320)	(286)	
42 - variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	495	(72)	
(2.535) Flusso di cassa degli investimenti	(2.757)	(4.007)	
<i>Disinvestimenti:</i>			
7 - attività materiali	557	1	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(426)	
26 - partecipazioni		341	
4 - titoli		7	
777 - crediti finanziari	215	6.337	
154 - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(300)	32	
968 Flusso di cassa dei disinvestimenti	472	6.292	
(1.567) Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(2.285)	2.285	

(*) da continuing operations

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
272	Assunzione di debiti finanziari non correnti	753	211
(143)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(67)	(1.849)
(927)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(536)	(2.064)
(798)		150	(3.702)
(33)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		
(831)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	150	(3.702)
(4)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	5	
	Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations		889
26	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(11)	(22)
872	Flusso di cassa netto del periodo	(209)	820
4.802	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)	5.674	5.209
5.674	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)	5.465	6.029

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

IV Trim. 2016		I Trim. 17	I Trim. 16
42	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(160)	5.987

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

IV Trim. 2016	(€ milioni)	I Trim. 17	I Trim. 16
	Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti		
	Attività correnti		6.493
1	Attività non correnti		8.541
	Indebitamento finanziario netto		(5.390)
	Passività correnti e non correnti		(6.303)
1	Effetto netto dei disinvestimenti		3.341
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
(1)	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		
	Interessenza di terzi		(1.872)
	Totale prezzo di vendita		463
	a dedurre:		
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(889)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(426)

Investimenti tecnici

	IV Trim. 2016 (€ milioni)	I Trim. 2017	I Trim. 2016	var %
1.916	Exploration & Production	2.771	2.297	20,6
	- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>		2	
45	- <i>costi geologici e geofisici</i>	65	55	18,2
134	- <i>ricerca esplorativa</i>	199	90	..
1.725	- <i>sviluppo</i>	2.495	2.122	17,6
12	- <i>altro</i>	12	28	(57,1)
53	Gas & Power	19	22	(13,6)
303	Refining & Marketing e Chimica	100	85	17,6
184	- <i>Refining & Marketing</i>	68	49	38,8
119	- <i>Chimica</i>	32	36	(11,1)
26	Corporate e altre attività	7	9	(22,2)
(3)	Elisioni di consolidamento	(1)	97	
2.295	Investimenti tecnici - continuing operations	2.896	2.510	15,4
45	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	65	55	18,2
2.250	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.831	2.455	15,3

Nel primo trimestre 2017 gli investimenti tecnici di €2.831 milioni (€2.455 milioni nel trimestre 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.495 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Ghana, Iraq, Indonesia e Congo. Le attività di ricerca esplorativa (€199 milioni) hanno riguardato in particolare in Cipro, Libia, Norvegia ed Egitto;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€55 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 (€13 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€14 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€5 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €65 milioni riguardano i costi per prospezioni e studi geologici e geofisici nell'ambito dell'attività esplorativa contabilizzati nei costi operativi.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2016			I Trim. 2017	I Trim. 2016
1.856	Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)	(mgl di boe/giorno)	1.795	1.754
159	Italia		154	154
240	Resto d'Europa		202	190
680	Africa Settentrionale		707	616
334	Africa Sub-Sahariana		302	343
133	Kazakhstan		142	118
103	Resto dell'Asia		93	132
184	America		172	178
23	Australia e Oceania		23	23
161,1	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	151,3	151,5

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2016			I Trim. 2017	I Trim. 2016
906	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	832	890
67	Italia		65	61
140	Resto d'Europa		107	89
241	Africa Settentrionale		225	244
237	Africa Sub-Sahariana		215	260
78	Kazakhstan		87	67
58	Resto dell'Asia		51	81
82	America		79	86
3	Australia e Oceania		3	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2016			I Trim. 2017	I Trim. 2016
147	Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)	(mln di metri cubi/giorno)	149	134
14	Italia		14	14
15	Resto d'Europa		15	16
68	Africa Settentrionale		74	58
15	Africa Sub-Sahariana		14	13
9	Kazakhstan		9	8
7	Resto dell'Asia		6	8
16	America		14	14
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 (13,5 e 12,1 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2017 e 2016, rispettivamente, e 15,7 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2016).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

IV Trim. 2016		(mld di metri cubi)	I Trim. 2017	I Trim. 2016	var %
10,25	ITALIA		10,38	10,79	(3,8)
2,55	- Grossisti		2,96	2,26	31,0
2,63	- PSV e borsa		1,77	2,90	(39,0)
1,19	- Industriali		1,14	1,14	
0,44	- PMI e terziario		0,36	0,66	(45,5)
0,25	- Termoelettrici		0,22	0,21	4,8
1,53	- Residenziali		2,34	2,09	12,0
1,66	- Autoconsumi		1,59	1,53	3,9
13,01	VENDITE INTERNAZIONALI		12,90	12,50	3,2
11,73	Resto d'Europa		11,53	11,11	3,8
1,15	- Importatori in Italia		1,04	1,13	(8,0)
10,58	- Mercati europei		10,49	9,98	5,1
1,52	<i>Penisola Iberica</i>		1,25	1,38	(9,4)
1,84	<i>Germania/Austria</i>		1,99	1,37	45,3
1,63	<i>Benelux</i>		1,57	1,94	(19,1)
	<i>Ungheria</i>			0,73	..
0,95	<i>Regno Unito</i>		0,68	0,37	83,8
1,98	<i>Turchia</i>		2,18	1,59	37,1
2,46	<i>Francia</i>		2,52	2,23	13,0
0,20	<i>Altro</i>		0,30	0,37	(18,9)
1,28	Resto del Mondo		1,37	1,39	(1,4)
23,26	TOTALE VENDITE GAS MONDO		23,28	23,29	(0,0)