



San Donato Milanese
26 ottobre 2018

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

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2018

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

II Trim. 2018			III Trim.			Nove mesi		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
74,35	Brent dated	\$/barile	75,27	52,08	45	72,13	51,90	39
1,191	Cambio medio EUR/USD		1,163	1,175	(1)	1,194	1,114	7
62,40	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	64,72	44,34	46	60,41	46,59	30
1.863	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.803	1.803	0	1.844	1.790	3
2.564	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	3.304	947	249	8.248	3.800	117
2.742	di cui: E&P		3.095	1.046	196	7.922	3.306	140
108	G&P		71	(193)	137	501	(1)	..
67	R&M e Chimica		93	337	(72)	237	878	(73)
767	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.388	229	..	3.133	1.436	118
0,21	- per azione (€)		0,39	0,06		0,87	0,40	
1.252	Utile (perdita) netto ^(b)		1.529	344	..	3.727	1.327	181
0,35	- per azione (€)		0,42	0,10		1,03	0,37	
2.823	Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(c)		3.396	1.938	75	9.385	6.868	37
3.033	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.102	2.161	90	9.322	6.799	37
1.937	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.820	1.463	24	5.515	5.728	(4)
9.897	Indebitamento finanziario netto		9.005	14.965	(40)	9.005	14.965	(40)
0,20	Leverage		0,18	0,32		0,18	0,32	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 17.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(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 e certe componenti straordinarie. Per la riconciliazione vedi pag. 13.

(d) Al netto dell'entry bonus relativo ai due Concession Agreement negli Emirati Arabi Uniti e della quota di investimenti 2018 relativi allo sviluppo del 10% di Zohr rimborsati dal buyer al closing della cessione.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2018 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Sono particolarmente soddisfatto dei risultati del trimestre che ci hanno consentito di produrre una generazione di cassa eccellente. Gli incassi netti operativi sono stati pari a €4,1 miliardi, il doppio rispetto al terzo trimestre 2017 e, ancora più importante, il 35% in più rispetto al secondo trimestre 2018 che aveva registrato un prezzo medio Brent simile all'attuale. Tutti i business hanno operato bene, con un Upstream che mette in luce la sua piena capacità di monetizzare scenari favorevoli dei prezzi degli idrocarburi e soprattutto di incrementare il valore anche a scenari costanti. I business mid-downstream dimostrano di aver acquisito un livello di sostenibilità in uno scenario per loro complessivamente non favorevole. Grazie a questa performance raggiungiamo un debito netto di €9 miliardi, in riduzione di circa €900 milioni rispetto a fine giugno pur avendo già corrisposto tutti i dividendi di competenza di quest'anno. Possiamo inoltre confermare per il 2018 una neutralità di cassa di Gruppo, compresa la copertura dei dividendi, a 55 \$/barile, oltre 20 \$ più bassa rispetto alle quotazioni Brent attuali, a testimonianza della disciplina finanziaria che siamo determinati a mantenere nel tempo."

Highlight

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi:**

- **terzo trimestre a 1,8 milioni di boe/g**, +1,2% a prezzi costanti (invariata su base reported¹). Crescita frenata dai minori volumi di gas prodotti rispetto alle attese a causa di eventi esogeni in alcuni paesi;
- **nove mesi a 1,84 milioni di boe/g**, +3,9% a prezzi costanti (+3% su base reported¹);
- nel corso del trimestre la produzione ha beneficiato di:
 - o **ramp-up dei grandi progetti a maggiore marginalità**: Zohr, Noroos, Jangkrik, OCTP, Nenè fase 2;
 - o **start-up** del periodo: Ochigufu, OCTP fase gas e Bahr Essalam fase 2;
 - o maggior contributo di Kashagan e di Val d'Agri (fermata nel 2017);
 - o ingresso in Abu Dhabi;

questi fattori hanno più che compensato la conclusione nel secondo trimestre del contratto produttivo di Intisar in Libia.

- **Utile operativo adjusted Exploration & Production**: €3,1 miliardi, triplicato rispetto al terzo trimestre 2017 (più che raddoppiato a €7,9 miliardi nei nove mesi). Incremento del 13% rispetto al secondo trimestre 2018 a sostanziale parità di scenario Brent.
- **Ramp-up di Zohr** in Egitto: conseguito con l'avvio della quinta unità di trattamento il target di produzione di 2 bscfd (365 mila boe/g) a soli pochi mesi dal first gas (dicembre 2017).
- **Messico**: approvato dalle Autorità locali il **piano di sviluppo** accelerato delle scoperte dell'Area 1 nell'offshore del Paese, con riserve stimate in 2,1 miliardi di barili in posto. La decisione finale d'investimento è attesa nel quarto trimestre con avvio in early production nel 2019.
- Ottenuta **in Egitto l'estensione delle due concessioni** della Great Noroos Area nel Delta del Nilo e di Ras Qattara nel deserto occidentale (rispettivamente dieci e cinque anni) che consentirà la ripresa dell'esplorazione "near field".
- **Esplorazione**:
 - **scoperta a gas in Egitto** nella concessione East Obayed, situata in prossimità di asset in produzione. Appraisal positivo della scoperta a olio di Cape Vulture nel **Mare di Norvegia**;
 - **acquisiti diritti** esclusivi di esplorazione e sviluppo del blocco offshore A5-A in **Mozambico** e 124 licenze esplorative nell'onshore dell'**Alaska** in aree a elevato potenziale;
 - **Libia**: accordo con la National Oil Corporation e la BP per rilanciare l'esplorazione nel Paese;
 - nei nove mesi acquisite licenze esplorative per un totale di circa **30.000 chilometri quadrati di nuova superficie**;
 - **risorse esplorative**: scoperte circa 330 milioni di boe equity nei nove mesi. Guidance annuale di 500 milioni di boe di nuove risorse.

Gas & Power

- **Confermato il sostanziale recupero di redditività** grazie soprattutto alla crescita nel GNL e a ottimizzazioni nel power e nella logistica;
 - nel **terzo trimestre**, il più debole a causa della stagionalità, **utile operativo adjusted** di €71 milioni rispetto alla perdita di €193 milioni del terzo trimestre 2017;

¹ Tiene conto dell'effetto prezzo nei PSA.

- nei **nove mesi utile operativo adjusted** di €0,5 miliardi rispetto al pareggio dei nove mesi 2017.
- **Vendite di GNL:** in crescita del 34% a 7,9 miliardi di metri cubi nei nove mesi, per oltre metà venduti sul mercato asiatico, per effetto anche della disponibilità di gas da produzione upstream in Indonesia frutto dell'accresciuta integrazione tra i due business.
- **Business retail:** in continua crescita la base clienti al netto delle cessioni.

Refining & Marketing e Chimica

- **Versalis:**
 - **acquisite in Italia attività e tecnologie nel campo della chimica verde** da fonti rinnovabili, in particolare per la valorizzazione delle biomasse;
 - avviata una **nuova unità elastomeri a Ferrara** per prodotti di alta gamma destinati all'industria automobilistica;
 - **vendite di prodotti petrolchimici** in aumento del 6% nel terzo trimestre (+7% nei nove mesi) trainate dalla migliore performance impiantistica.
- **Utile operativo adjusted Refining & Marketing:** €0,14 miliardi nel terzo trimestre, -38% rispetto al terzo trimestre 2017 (€0,22 miliardi nei nove mesi, -52%) a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione.
- **Utile operativo adjusted della Chimica:** perdita operativa di €47 milioni nel terzo trimestre, penalizzato dalla repentina crescita del prezzo della virgin nafta; €18 milioni di utile operativo nei nove mesi (-96%).

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €3,3 miliardi nel terzo trimestre, più che triplicato rispetto al periodo di confronto; €8,25 miliardi nei nove mesi più che raddoppiato vs. nove mesi 2017.
- **Utile netto adjusted:** €1,39 miliardi nel terzo trimestre (€0,23 miliardi nel terzo trimestre 2017); €3,13 miliardi nei nove mesi (più che raddoppiato vs. nove mesi 2017).
- **Utile netto:** €1,53 miliardi nel terzo trimestre; €3,73 miliardi nei nove mesi.
- **Generazione di cassa operativa:** €4,1 miliardi nel terzo trimestre 2018 (+90% vs. terzo trimestre 2017); €9,32 miliardi nei nove mesi (+37% vs. nove mesi 2017). Rispetto al secondo trimestre 2018 +35% a sostanziale parità di scenario Brent.
- **Generazione di cassa adjusted²** prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino a €3,4 miliardi nel trimestre (+75% vs. terzo trimestre 2017; +20% vs. secondo trimestre 2018 a sostanziale parità di scenario Brent). Nei nove mesi €9,4 miliardi (+37%) che implica la copertura dei capex al 170%.
- **Investimenti netti:** €5,52 miliardi³ nei nove mesi.
- **Indebitamento finanziario netto:** €9 miliardi, in riduzione di €1,91 miliardi rispetto al 31 dicembre 2017, dopo aver pagato dividendi di €2,95 miliardi.
- **Leverage:** 0,18 in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.

² Vedi definizione alla tavola di riconduzione a pag.13.

³ Vedi definizione nota (d) a pag.1.

Outlook 2018

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: attesa allo scenario di budget di 60 \$/barile una crescita di circa il 3% nell'anno 2018 vs. 2017 comprensiva dell'impatto negativo sulla produzione di gas di fattori esogeni in alcuni paesi con limitati impatti sulla generazione di cassa. La previsione di crescita sarà sostenuta dal ramp-up dei grandi progetti operati avviati nel 2017 (Zohr e Noroos in Egitto, Jangkrik in Indonesia e OCTP olio in Ghana), dagli start-up del periodo (Ochigufu, OCTP fase gas, Bahr Essalam fase 2 e Wafa Compression), dal maggior contributo dei giacimenti Kashagan, Goliat e Val d'Agri, e dall'iniziativa negli Emirati Arabi Uniti.

Gas & Power

Consolidamento della redditività: già conseguita la guidance 2018 di utile operativo adjusted di circa €400 milioni. Nuova guidance di €550 milioni.

Vendite gas: previste in flessione, in linea con la riduzione degli impegni contrattuali long-term in acquisto e vendita. Crescita dei volumi contrattati di GNL a fine anno a circa 9 milioni di tonnellate.

Refining & Marketing e Chimica

Margine di raffinazione di breakeven medio 2018 pari a circa 3,2 \$/barile allo scenario di budget. Confermata la previsione di margine di breakeven a 3 \$/barile con il riavvio dell'impianto EST a Sannazzaro previsto nel primo semestre 2019.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie sostanzialmente stabili per migliori performance delle raffinerie di Sannazzaro, Livorno, penalizzate nel 2017 da fermate non programmate, compensate da riduzioni su Taranto e Milazzo. In aumento il tasso di utilizzo degli impianti.

Vendite rete sostanzialmente in linea con il 2017 sia in Italia sia nei mercati Europa. La quota di mercato Italia è prevista stabile intorno al 24%.

Versalis: prevista flessione dei margini (in particolare margine del cracker e del polietilene) a causa del repentino aumento della virgin nafta, nonché della normalizzazione del mercato in alcuni segmenti (butadiene). Vendite previste in crescita in tutte le linee di business per maggiore disponibilità di prodotto e per minori manutenzioni programmate ed accidentalità, ad eccezione del polietilene a causa dell'andamento del mercato.

Gruppo

Cash neutrality: confermata la copertura degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile nel 2018.

Capex: confermata la guidance a €7,7 miliardi per il 2018.

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2018			III Trim. 2018			Nove mesi 2018		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
Produzioni								
881	Petrolio	mgli di barili/g	886	885	0	884	848	4
152	Gas naturale	mln di metri cubi/g	142	142	0	148	146	1
1.863	Idrocarburi	mgli di boe/g	1.803	1.803	0	1.844	1.790	3
Prezzi medi di realizzo								
69,17	Petrolio	\$/barile	69,99	48,03	46	66,95	47,31	42
159,81	Gas naturale	\$/mgli di metri cubi	202,52	134,14	51	173,14	127,70	36
47,62	Idrocarburi	\$/boe	51,85	35,14	48	47,29	33,55	41

- La **produzione di idrocarburi** del terzo trimestre 2018 è stata di 1,803 milioni di boe/giorno in linea rispetto al terzo trimestre 2017 (1,844 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2018, +3%). La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Egitto, Indonesia, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di 284 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan e Italia, nonché l'ingresso nei due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif/Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlements nei PSA per l'effetto prezzo, dai minori volumi di gas prodotti in alcuni paesi a causa di eventi esogeni e dai declini di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA (circa 22 mila boe/giorno e 15 mila boe/giorno, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi), la produzione è in crescita dell'1,2% e del 3,9%, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi.
- La **produzione di petrolio** è stata di 886 mila barili/giorno in linea rispetto al terzo trimestre 2017 (884 mila barili/giorno nei nove mesi 2018, in aumento del 4%) dovuta ai ramp-up del periodo e all'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti, compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 142 milioni di metri cubi/giorno, invariata rispetto al trimestre di confronto (148 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi, in crescita dell'1%) per effetto dei ramp-up/start-up compensati dagli effetti degli eventi esogeni in alcuni paesi.

Risultati

II Trim. 2018		III Trim.			Nove mesi		
	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
2.602	Utile (perdita) operativo	3.220	1.041	209	7.788	3.520	121
140	Esclusione special items	(125)	5		134	(214)	
2.742	Utile (perdita) operativo adjusted	3.095	1.046	196	7.922	3.306	140
(263)	Proventi (oneri) finanziari netti	(110)	(39)		(429)	(11)	
109	Proventi (oneri) su partecipazioni	53	104		197	291	
(1.504)	Imposte sul reddito	(1.649)	(670)		(4.293)	(1.954)	
58,1	tax rate (%)	54,3	60,3		55,8	54,5	
1.084	Utile (perdita) netto adjusted	1.389	441	215	3.397	1.632	108
I risultati includono:							
86	Costi di ricerca esplorativa:	100	69	45	261	390	(33)
64	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	58	61		186	200	
22	- radiazione di pozzi di insuccesso	42	8		75	190	
1.693	Investimenti tecnici	1.575	1.343	17	5.636	5.958	(5)

- Nel terzo trimestre 2018 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €3.095 milioni, quasi triplicato rispetto al terzo trimestre 2017 (€1.046 milioni) per effetto della ripresa dello scenario petrolifero (+45% la quotazione Brent in dollari) che si è riflesso nell'incremento dei prezzi di realizzo Eni degli idrocarburi (+46% il prezzo di realizzo del petrolio; +51% il gas), nonché del maggiore contributo di produzioni a più elevato profit per boe. Nei nove mesi l'utile operativo adjusted si attesta a €7.922 milioni, in crescita del 140%, per effetto del rafforzamento dello scenario (+39% la quotazione Brent in dollari) e della crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+7% il cambio EUR/USD). In particolare il confronto con il secondo trimestre 2018 è indicativo della maggiore marginalità delle nuove produzioni che, a sostanziale parità di scenario Brent, hanno determinato un incremento del 13% dell'utile operativo adjusted.
- L'**utile netto adjusted** di €1.389 milioni è triplicato rispetto al periodo di confronto per effetto della migliore performance operativa e della riduzione di circa 6 punti percentuali del tax rate dovuto alla migliore fiscalità delle nuove produzioni e all'effetto scenario. Nei nove mesi 2018 l'utile è stato di €3.397 milioni (+€1.765 milioni rispetto ai nove mesi 2017) dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni) con un impatto anche sul tax rate a causa della loro indeducibilità. Il tax rate adjusted dei nove mesi aumenta di circa 1,3 punti percentuali anche per effetto della rilevazione nel 2017 di imposte differite attive in relazione al conseguimento di milestone di progetto.
- Cash tax rate al 32,1% e 29,8% rispettivamente nei due reporting period.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Gas & Power

Vendite

II Trim.			III Trim.			Nove mesi		
2018			2018	2017	var %	2018	2017	var %
245	PSV	€/mgl di metri cubi	280	192	46	255	201	27
224	TTF		260	171	52	237	177	34
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
9,77	Italia		9,22	7,93	16	30,18	27,81	9
6,14	Resto d'Europa		6,10	8,21	(26)	21,52	27,97	(23)
0,49	di cui: Importatori in Italia		1,00	0,97	3	2,38	2,90	(18)
5,65	Mercati europei		5,10	7,24	(30)	19,14	25,07	(24)
2,17	Resto del Mondo		2,15	1,30	65	6,29	3,57	76
18,08	Totale vendite gas mondo		17,47	17,44	0	57,99	59,35	(2)
2,70	di cui: vendite di GNL		2,50	2,40	4	7,90	5,90	34
8,49	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,46	8,91	6	27,17	26,67	2

- Nel terzo trimestre 2018 le **vendite di gas naturale** di 17,47 miliardi di metri cubi (57,99 miliardi di metri cubi nei nove mesi) sono sostanzialmente in linea rispetto al terzo trimestre 2017 (-2% nei nove mesi). Le vendite in Italia sono aumentate del 16% a 9,22 miliardi di metri cubi per effetto delle maggiori vendite all'hub e al settore grossisti, in parte compensati dai minori volumi commercializzati al settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (5,10 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 30% principalmente per effetto della scadenza di alcuni contratti long-term e short-term, in particolare in Germania/Austria a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio e dei minori volumi in Turchia.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 9,46 TWh nel terzo trimestre 2018 sono in aumento del 6% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Francia. Nei nove mesi le vendite pari a 27,17 TWh sono in crescita rispetto al periodo di confronto (+2%).

Risultati

II Trim.			III Trim.			Nove mesi		
2018		(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
157	Utile (perdita) operativo		21	(120)	118	576	(131)	..
(49)	Esclusione special item e utile (perdita) da magazzino		50	(73)		(75)	130	
108	Utile (perdita) operativo adjusted		71	(193)	137	501	(1)	..
(9)	Proventi (oneri) finanziari netti		1	3		(5)	9	
	Proventi (oneri) su partecipazioni		(9)	(2)		2	(5)	
(42)	Imposte sul reddito		(33)	53		(196)	(65)	
42,4	tax rate (%)		52,4	..		39,4	..	
57	Utile (perdita) netto adjusted		30	(139)	122	302	(62)	..
55	Investimenti tecnici		44	33	33	141	82	72

- Nel terzo trimestre 2018, il più debole a causa della stagionalità, il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €71 milioni in netto miglioramento rispetto alla perdita di €193 milioni del terzo trimestre 2017. Tale andamento riflette da una parte i benefici della complessiva ristrutturazione del settore su tutte le linee di business, in particolare la crescita nel GNL e le ottimizzazioni nel power e nella logistica, dall'altra le positive condizioni di mercato nel wholesale che il portafoglio gas e GNL sono riusciti a sfruttare, in parte compensate dalla stagionalità nel business retail. Nei nove mesi il settore ha riportato un utile operativo adjusted di €501 milioni, con un sostanziale incremento rispetto al pareggio dei nove mesi 2017.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €30 milioni, rispetto alla perdita di €139 milioni del trimestre di confronto. Nei nove mesi l'utile netto adjusted si attesta a €302 milioni (una perdita di €62 milioni nei nove mesi 2017).

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim. 2018			III Trim. 2018			Nove mesi 2018		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
4,1	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,5	6,4	(30)	3,9	5,3	(26)
4,84	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,22	5,63	(7)	15,58	15,69	(1)
0,76	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,66	0,76	(13)	2,10	2,15	(2)
5,60	Totale lavorazioni		5,88	6,39	(8)	17,68	17,84	(1)
87	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	91	96		92	90	
0,07	Lavorazioni green		0,04	0,08	(50)	0,17	0,17	0
Marketing								
2,11	Vendite rete Europa	mln ton	2,20	2,24	(2)	6,29	6,43	(2)
1,48	Vendite rete Italia		1,54	1,56	(1)	4,42	4,52	(2)
0,63	Vendite rete resto d'Europa		0,66	0,68	(3)	1,87	1,91	(2)
24,1	Quota mercato rete Italia	%	24,6	24,4		24,2	24,3	
2,67	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,72	2,83	(4)	7,76	7,95	(2)
1,89	Vendite extrarete Italia		1,98	2,04	(3)	5,55	5,70	(3)
0,78	Vendite extrarete resto d'Europa		0,74	0,79	(6)	2,21	2,25	(2)
Chimica								
1.304	Vendite prodotti petrolchimici	mgl ton	1.209	1.140	6	3.749	3.514	7
79	Tasso utilizzo impianti	%	77	74		79	76	

- Nel terzo trimestre 2018 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 4,5 \$/barile, -30% rispetto al terzo trimestre 2017 (3,9 \$/barile nei nove mesi, -26%) a causa della contrazione degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera che riflette il repentino aumento del costo del barile.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,88 milioni di tonnellate con una flessione dell'8% rispetto al terzo trimestre 2017 (-1% nei nove mesi) per effetto delle minori lavorazioni principalmente presso le raffinerie di Taranto e Milazzo a seguito delle fermate manutentive e presso la raffineria di Bayernoil a causa dell'evento occorso nel mese di settembre, compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Livorno, a seguito del fermo impianti registrato nel terzo trimestre 2017 per forza maggiore.
- I **volumi di lavorazione green** presso la bio-refinery di Venezia sono in diminuzione del 50% rispetto al terzo trimestre 2017 (in linea rispetto ai nove mesi 2017) per la fermata non prevista di settembre.
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,54 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve diminuzione dell'1% (4,42 milioni di tonnellate, -2% nei nove mesi) per effetto dei minori volumi venduti nei segmenti autostradale e convenzionato, a causa della debolezza dei consumi e della pressione competitiva, parzialmente compensati da maggiori volumi venduti sulla rete di proprietà. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,6% (24,4% nel terzo trimestre 2017).
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,98 milioni di tonnellate sono in diminuzione del 3% rispetto al terzo trimestre 2017 (-3% nei nove mesi) per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati di bunker e jet fuel, in parte compensati dalle maggiori vendite di gasolio.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,40 milioni di tonnellate, in diminuzione del 5% rispetto al terzo trimestre 2017 (-2% nei nove mesi), riflettono i minori volumi commercializzati in Germania a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1,21 milioni di tonnellate sono aumentate del 6% rispetto al terzo trimestre 2017 (+7% nei nove mesi 2018) principalmente per effetto delle maggiori vendite di intermedi a seguito di minori fermate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Risultati

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
258	Utile (perdita) operativo	170	367	(54)	566	764	(26)
(260)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(154)	(95)		(513)	(39)	
69	Esclusione special item	77	65		184	153	
67	Utile (perdita) operativo adjusted	93	337	(72)	237	878	(73)
61	- Refining & Marketing	140	224	(38)	219	455	(52)
6	- Chimica	(47)	113	(142)	18	423	(96)
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti	(2)	1		9	3	
(21)	Proventi (oneri) su partecipazioni	2	15		4	16	
(26)	Imposte sul reddito	(36)	(111)		(107)	(301)	
57,8	tax rate (%)	38,7	31,4		42,8	33,6	
19	Utile (perdita) netto adjusted	57	242	(76)	143	596	(76)
199	Investimenti tecnici	181	188	(4)	505	439	15

- Nel terzo trimestre 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €93 milioni (€237 milioni nei nove mesi) in riduzione del 72% rispetto all'utile operativo adjusted di €337 milioni conseguito nel terzo trimestre 2017 (-73% rispetto ai nove mesi 2017).
- Nel terzo trimestre 2018 il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €140 milioni, con una riduzione del 38% rispetto al terzo trimestre 2017 (€219 milioni di utile nei nove mesi 2018, -52%) per effetto della flessione del margine di raffinazione (-30%) a causa dell'incremento della carica petrolifera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e di maggiori fermate non programmate (impianti di Milazzo, Taranto e la green refinery di Venezia). Inoltre il risultato del trimestre è stato penalizzato dalle attività di upset relative all'impianto del business ossigenati in Venezuela. Tali trend negativi sono stati attenuati da ottimizzazioni degli assetti e del supply. I risultati del marketing del terzo trimestre e dei nove mesi hanno registrato un lieve miglioramento rispetto al 2017.
- Nel terzo trimestre 2018 la **Chimica** ha registrato un peggioramento della performance operativa con una perdita di €47 milioni rispetto all'utile operativo di €113 milioni conseguito nel terzo trimestre 2017. Tale sottoperformance riflette la drastica contrazione dei margini benchmark del cracker (-29%) e del polietilene (-82%) registrata nel terzo trimestre a causa del repentino aumento del costo della carica petrolifera non recuperato nei prezzi di vendita, frenati dall'oversupply e dalla pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA. Il minore utile operativo dei nove mesi (€18 milioni vs €423 milioni) è determinato dagli stessi driver del trimestre e dal fatto che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente sostenuti degli intermedi (butadiene e benzene) per fattori contingenti.
- L'**utile netto adjusted complessivo di R&M e Chimica** (€57 milioni nel terzo trimestre e €143 milioni nei nove mesi 2018) evidenzia una riduzione di circa il 76% rispetto ad entrambi i periodi di confronto, per effetto del peggioramento della performance operativa.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Risultati di gruppo

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
18.139	Ricavi della gestione caratteristica	19.695	15.684	26	55.766	49.374	13
2.639	Utile (perdita) operativo	3.449	998	246	8.487	3.672	131
(259)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(153)	(63)		(507)	(70)	
184	Esclusione special item ^(a)	8	12		268	198	
2.564	Utile (perdita) operativo adjusted	3.304	947	249	8.248	3.800	117
	Dettaglio per settore di attività						
2.742	Exploration & Production	3.095	1.046	196	7.922	3.306	140
108	Gas & Power	71	(193)	137	501	(1)	..
67	Refining & Marketing e Chimica	93	337	(72)	237	878	(73)
(169)	Corporate e altre attività	(102)	(151)	32	(433)	(426)	(2)
(184)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	147	(92)		21	43	
1.252	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.529	344	344	3.727	1.327	181
(184)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(108)	(45)		(359)	(51)	
(301)	Esclusione special item ^(a)	(33)	(70)		(235)	160	
767	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.388	229	506	3.133	1.436	118

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "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 **terzo trimestre 2018** l'**utile operativo adjusted consolidato** di €3.304 milioni è più che triplicato rispetto al terzo trimestre 2017 (+2.357 milioni), trainato dalla solida performance della E&P che ha conseguito circa €2 miliardi di incremento (quasi il triplo) per effetto del rafforzamento dello scenario petrolifero (+45% l'incremento del riferimento Brent in dollari) e del maggiore contributo di produzioni a più elevato profit per boe. In un trimestre solitamente debole a causa della stagionalità, il settore G&P ha conseguito l'utile operativo di €71 milioni rispetto alla perdita di €193 milioni del terzo trimestre 2017 grazie ai benefici della complessiva ristrutturazione del settore su tutte le linee di business, in particolare la crescita nel GNL e le ottimizzazioni nel power e nella logistica. Il settore R&M e Chimica ha registrato un peggioramento della performance operativa del 72% a causa del repentino aumento del costo della carica petrolifera non trasferito nei prezzi di vendita per la debolezza dei mercati di sbocco (pressione competitiva e oversupply), con la conseguente compressione dei margini di vendita. L'effetto scenario è stato parzialmente assorbito da iniziative di ottimizzazione e di efficienza.
- Nei **nove mesi 2018** l'**utile operativo adjusted consolidato** di €8.248 milioni è aumentato del 117%. L'incremento in valore assoluto di €4,4 miliardi è dovuto per €3,1 miliardi all'effetto complessivamente positivo dello scenario e per €1,3 miliardi alla crescita delle produzioni a maggiore marginalità e alle azioni di efficienza e di ottimizzazione. Nel terzo trimestre lo scenario ha contribuito per €1,7 miliardi e la performance per €0,65 miliardi.
- Nel **terzo trimestre 2018** il **risultato netto adjusted** di €1.388 milioni è aumentato di €1.159 milioni rispetto al terzo trimestre 2017. Tale miglioramento riflette l'incremento dell'utile operativo e la riduzione del tax rate adjusted della E&P (circa 6 punti percentuali) per effetto della migliore fiscalità delle nuove produzioni e del migliore scenario prezzi. Nei nove mesi 2018 l'utile netto adjusted di €3.133 milioni è più che raddoppiato rispetto all'anno precedente. Il tax rate adjusted si attesta al 58,4%, in riduzione di 1,8 punti percentuali.

- **Rispetto al secondo trimestre 2018**, l'**utile netto adjusted consolidato** del terzo trimestre registra a sostanziale parità di scenario Brent, un incremento di circa €600 milioni, pari a circa l'80%, dovuto principalmente alla maggiore incidenza di produzioni oil&gas a maggiore contribuzione, nonché ai minori write-off di iniziative esplorative.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** hanno il seguente break-down per settore:

- **E&P**: rettifica negativa di €125 milioni nel terzo trimestre dovuta principalmente alla necessità di ripristinare la correlazione tra le produzioni e le depletion delle riserve con lo stanziamento dei relativi ammortamenti UOP della controllata Eni Norge, i cui ammortamenti ai fini del risultato GAAP sono stati bloccati per effetto della classificazione come "disposal group held for sale" ai sensi dello IFRS 5 per via dell'accordo di fusione con Point Resource. Nei nove mesi (oneri netti di €134 milioni) sono stati registrati i seguenti special items in aggiunta al precedente: l'onere connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €286 milioni (al quale si aggiungono interessi per €20 milioni), la svalutazione di asset a gas per allinearli al fair value di vendita (€63 milioni), l'adeguamento del fondo rischi in relazione a dispute contrattuali (€48 milioni), un accantonamento al fondo svalutazione di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura nei confronti di una controparte di Stato per allineare il valore recuperabile al probabile esito di una rinegoziazione in corso; infine la plusvalenza di €331 milioni (al netto di assignment bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto a Mubadala Petroleum, società di stato degli Emirati Arabi Uniti.
- **G&P**: oneri netti di €50 milioni (proventi netti di €75 milioni nei nove mesi) rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €69 milioni nel trimestre e €239 milioni nei nove mesi), dalla svalutazione per allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria la cui dismissione è stata conclusa nel giugno 2018 (€6 milioni nei nove mesi), nonché da oneri per esodi agevolati (€123 milioni nei nove mesi). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo positivo di €40 milioni nel trimestre (€77 milioni nei nove mesi) 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 €77 milioni (€184 milioni nei nove mesi) rappresentati 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 (€35 milioni e €70 milioni nel trimestre e nei nove mesi) e oneri ambientali (€41 milioni e €120 milioni nel trimestre e nei nove mesi).

Gli special item non operativi comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi, la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€116 milioni nei nove mesi), nonché la ripresa di valore (€429 milioni) della partecipazione valutata all'equity nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto.

Risultati reported

Nei nove mesi 2018 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €3.727 milioni, quasi il triplo del risultato dei nove mesi 2017 (€1.327 milioni); nel terzo trimestre è stato di €1.529 milioni ovvero oltre quattro volte il terzo trimestre 2017. I risultati ottenuti da Eni nei nove mesi e nel terzo trimestre 2018 sono stati trainati dal progressivo rafforzamento dello scenario petrolifero con la quotazione del Brent che ha raggiunto i massimi degli ultimi quattro anni. L'andamento del prezzo del greggio riflette il migliore bilanciamento dei fondamentali grazie alla crescita macroeconomica e alla disciplina produttiva dell'OPEC e dei paesi non-OPEC che ha mantenuto un elevato commitment ai tagli produttivi, il ritorno delle scorte globali di greggio a livelli fisiologici, nonché il riemergere dei fattori geopolitici. In questo scenario la E&P ha registrato nel trimestre un incremento di circa €2,2 miliardi di utile operativo (€4,3 miliardi nei nove mesi). Il settore G&P ha consolidato il recupero di redditività grazie alla complessiva ristrutturazione di attività, alle ottimizzazioni nel power e nella logistica, nonché alla crescita nel business GNL che ha fatto

leva sull'integrazione con la E&P. I business raffinazione e chimica sono stati penalizzati, in particolare nel terzo trimestre, dal repentino aumento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi dei prodotti a causa dell'oversupply e della pressione competitiva nei mercati a valle da parte di produttori più efficienti, determinando una significativa compressione dei margini guida (margine di raffinazione SERM -30%, margine del cracker -29%, spread polietilene-etilene quasi prossimo a zero).

Il miglioramento della performance operativa (+€4.815 milioni e +€2.451 milioni, rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre) è stato in parte compensato dalle maggiori imposte sul reddito (+€2.441 milioni e +€1.106 milioni, rispettivamente), in presenza di una flessione del tax rate di gruppo reported (54,4% e 53,7% rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre) dovuta alla migliore fiscalità delle nuove produzioni avviate nella E&P e l'effetto scenario.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
1.257	Utile (perdita) netto	1.530	345	1.185	3.735	1.330	2.405
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.673	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.911	1.991	(80)	5.574	6.513	(939)
(417)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(159)	140	(437)	(495)	58
1.415	- dividendi, interessi e imposte	1.846	678	1.168	4.629	2.201	2.428
398	Variazione del capitale di esercizio	560	376	184	(116)	126	(242)
(1.293)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.726)	(1.070)	(656)	(4.063)	(2.876)	(1.187)
3.033	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.102	2.161	1.941	9.322	6.799	2.523
(1.961)	Investimenti tecnici	(1.830)	(1.570)	(260)	(6.332)	(6.493)	161
(94)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(26)	(453)	427	(157)	(503)	346
1.194	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	95	368	(273)	1.356	992	364
833	Altre variazioni relative all'attività di investimento	46	1.128	(1.082)	739	1.367	(628)
3.005	Free cash flow	2.387	1.634	753	4.928	2.162	2.766
206	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(45)	(10)	(35)	(104)	(114)	10
(85)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.064	754	1.310	1.090	1.076	14
(1.442)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.510)	(1.440)	(70)	(2.953)	(2.883)	(70)
31	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	5	(14)	19	17	(52)	69
1.715	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	2.901	924	1.977	2.978	189	2.789
II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
3.005	Free cash flow	2.387	1.634	753	4.928	2.162	2.766
	Debiti e crediti finanziari società acquisite				(2)		(2)
(5)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(3)	3	(5)	(3)	(2)
(177)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	15	311	(296)	(57)	535	(592)
(1.442)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.510)	(1.440)	(70)	(2.953)	(2.883)	(70)
1.381	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	892	502	390	1.911	(189)	2.100

Il **flusso di cassa netto da attività operativa dei nove mesi** è stato di €9.322 milioni, su cui ha inciso il minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al quarto trimestre 2017 (circa €540 milioni).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa del terzo trimestre** è stato di €4.102 milioni su cui ha inciso il maggiore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al secondo trimestre 2018 (circa €180 milioni).

Rispetto al secondo trimestre 2018, il terzo trimestre registra un incremento di circa €1,1 miliardi nella generazione di cassa nonostante la stagionalità delle vendite di gas e a sostanziale parità di scenario Brent. La performance è dovuta principalmente al maggiore contributo della E&P (circa €0,8 miliardi) per effetto del maggiore contributo di produzioni a più elevato cash flow per barile e di azioni di ottimizzazione del circolante.

Nei nove mesi 2018, il flusso di cassa operativo adjusted prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è pari a €9.385 milioni, con un incremento del 37% rispetto ai nove mesi 2017. Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€306 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€70 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni (vedi riconduzione di seguito).

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) del periodo sono stati di €6.489 milioni, che si rideterminano in €5,52 miliardi al netto principalmente del bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€733 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€161 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€50 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti netti dei nove mesi 2018 è stato del 170%.

Le dismissioni del periodo di €1.356 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P e le attività di distribuzione gas in Ungheria. Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€739 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% del progetto Zohr realizzate nel 2017 (€445 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento in relazione all'avanzamento di Zohr.

Al netto di tali flussi e del pagamento del dividendo agli azionisti Eni (saldo dividendo 2017 e acconto dividendo 2018 per complessivi €2.950 milioni), la gestione ha generato un surplus di circa €1 miliardo utilizzato per ripagare i debiti finanziari.

(€ milioni)

	Misure GAAP	Profit/Loss on stock	Onere per arbitrato	Accantonamento fondo svalutazione crediti straordinario	Onere cessione 10% Zohr	Anticipi commerciali finanziamento Zohr	Misure Non-GAAP
Nove mesi 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	9.438	(507)	306	70	78		9.385 Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Variazione circolante	(116)	507	(306)	(70)		(50)	(35)
Flusso di cassa netto da attività operativa	9.322				78	(50)	9.350 Flusso di cassa netto da attività operativa underlying
III Trimestre 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	3.542	(153)	6	1			3.396 Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Variazione circolante	560	153	(6)	(1)			706
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.102						4.102 Flusso di cassa netto da attività operativa underlying

Stato patrimoniale riclassificato

30 Giu. 2018	Var. ass.		(€ milioni)	30 Sett. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
68.333	112	Capitale immobilizzato		68.445	71.415	(2.970)
		Capitale di esercizio netto				
4.719	351	Rimanenze		5.070	4.621	449
10.658	186	Crediti commerciali		10.844	10.182	662
(10.518)	(1.094)	Debiti commerciali		(11.612)	(10.890)	(722)
(2.313)	274	Debiti tributari e fondo imposte netto		(2.039)	(2.387)	348
(11.736)	(32)	Fondi per rischi e oneri		(11.768)	(13.447)	1.679
356	(109)	Altre attività (passività) d'esercizio		247	287	(40)
(8.834)	(424)			(9.258)	(11.634)	2.376
(1.064)	(75)	Fondi per benefici ai dipendenti		(1.139)	(1.022)	(117)
1.933	(108)	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		1.825	236	1.589
60.368	(495)	CAPITALE INVESTITO NETTO		59.873	58.995	878
50.418	396	Patrimonio netto degli azionisti Eni		50.814	48.030	2.784
53	1	Interessenze di terzi		54	49	5
50.471	397	Patrimonio netto		50.868	48.079	2.789
9.897	(892)	Indebitamento finanziario netto		9.005	10.916	(1.911)
60.368	(495)	COPERTURE		59.873	58.995	878
0,20	(0,02)	Leverage		0,18	0,23	(0,05)
0,16	(0,01)	Gearing		0,15	0,19	(0,03)

- Al 30 settembre 2018, il **capitale immobilizzato** diminuisce di €2.970 milioni per effetto principalmente della riclassifica ad attività destinate alla vendita degli asset della controllata Eni Norge a seguito dell'accordo di fusione firmato a luglio con gli azionisti di Point Resources. L'incremento derivante dagli investimenti di periodo (€6.332 milioni) e dall'effetto cambio positivo di €1.929 milioni è stato parzialmente compensato dagli ammortamenti e svalutazioni di periodo (€5.453 milioni). In aumento la voce "Partecipazioni" (+€1.042 milioni) per effetto del diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9 e della rivalutazione della partecipazione nella società Angola LNG.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€9.258 milioni) aumenta di €2.376 milioni per effetto della riduzione del fondo rischi ed oneri dovuto alla riclassifica del fondo abbandono di Eni Norge alle attività destinate alla vendita, nonché del maggiore valore delle rimanenze di commodity energetiche per effetto prezzo e del saldo imposte pagate accantonate di periodo, mentre si compensano l'aumento dei crediti commerciali e dei debiti commerciali.
- Il **patrimonio netto** (€50.868 milioni) aumenta di €2.789 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.474 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3,5% per i cambi di fine periodo 1,158 al 30 settembre 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017), parzialmente assorbiti dal pagamento del dividendo (€2.950 milioni, saldo dividendo 2017 per €1.440 milioni e acconto dividendo 2018 per €1.510 milioni).
- L'**indebitamento finanziario netto**⁴ al 30 settembre 2018 è pari a €9.005 milioni in riduzione rispetto al 2017 (-€1.911 milioni) per effetto del surplus generato dalla gestione.
- Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,18 al 30 settembre 2018, in riduzione dallo 0,23 del 31 dicembre 2017.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 25.

⁵ 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. 17 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Art. 15 (già art.36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 30 settembre 2018 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 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 ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd. 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 terzo trimestre e ai nove mesi 2018 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 secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2018, al terzo trimestre e ai nove mesi 2017.

I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2018 e al 31 dicembre 2017. 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 2018 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2017 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione dei principi IFRS 9 e 15.

Adozione IFRS 9 e IFRS 15

Con efficacia 1° gennaio 2018, sono entrati in vigore i nuovi principi contabili IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e IFRS 9 "Strumenti finanziari". Per entrambi i principi Eni si è avvalsa della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Maggiori informazioni sono fornite nella nota n.7 "Principi contabili di recente emanazione" al bilancio consolidato 2017. Di seguito si riporta la sintesi degli effetti dell'adozione dei nuovi principi sui saldi di apertura all'1/1/2018. Non ci sono effetti sulla posizione finanziaria netta.

(€ milioni)	Pubblicato 1° gennaio 2018	Effetti adozione		Riclassifiche	Riesposto 1° gennaio 2018
		IFRS 9	IFRS 15		
Attività correnti	36.433	(427)	(372)		35.634
di cui: Crediti commerciali e altri crediti	15.737	(427)	(372)	(466)	14.472
Altre attività correnti	1.573			466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		79.140
di cui: Attività immateriali	2.925		87		3.012
Altre partecipazioni	219	681			900
Attività per imposte anticipate	4.078	71	166		4.315
Attività destinate alla vendita	323				323
TOTALE ATTIVITÀ	114.928	294	(125)		115.097
Passività correnti	24.735		(113)		24.622
di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		(113)	(1.330)	15.305
Altre passività correnti	1.515			1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		42.064
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	87				87
TOTALE PASSIVITÀ	66.849		(76)		66.773
PATRIMONIO NETTO	48.079	294	(49)		48.324
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	114.928	294	(125)		115.097

* * *

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 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 terzo trimestre e dei nove mesi 2018 (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. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. 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 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'accrretion 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 il ripristino della correlazione tra produzione d'idrocarburi e depletion delle riserve attraverso lo stanziamento dei relativi ammortamenti UOP nel caso di assets o disposal group oil&gas classificati come destinati alla cessione in base allo IFRS 5 che stabilisce il blocco del processo di ammortamento ai fini dei risultati GAAP fino al perfezionamento della cessione (o alla termination del piano di dismissione).

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.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

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.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.220	21	170	(108)	146	3.449
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(154)		1	(153)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	47		41			88
svalutazioni (riprese di valore) nette	5		35	1		41
plusvalenze nette su cessione di asset	(5)		(2)	(1)		(8)
accantonamenti a fondo rischi	8		(1)			7
oneri per incentivazione all'esodo	5	119	5	2		131
derivati su commodity		(69)	(8)			(77)
differenze e derivati su cambi	(13)	40	(2)			25
altro	(172)	(40)	9	4		(199)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(125)	50	77	6		8
Utile (perdita) operativo adjusted	3.095	71	93	(102)	147	3.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(110)	1	(2)	(149)		(260)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	53	(9)	2	3		49
Imposte sul reddito ^(a)	(1.649)	(33)	(36)	48	(34)	(1.704)
Tax rate (%)	54,3	52,4	38,7	..		55,1
Utile (perdita) netto adjusted	1.389	30	57	(200)	113	1.389
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.388
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.529
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(108)
Esclusione special item						(33)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.388

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III Trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.041	(120)	367	(181)	(109)	998
Esclusione (utile) perdita di magazzino		15	(95)		17	(63)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			29			29
svalutazioni (riprese di valore) nette		1	31	1		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			(1)		(2)
accantonamenti a fondo rischi	(1)			30		29
oneri per incentivazione all'esodo	2		1	(1)		2
derivati su commodity		(90)	1			(89)
differenze e derivati su cambi	(20)	(64)	(4)			(88)
altro	25	65	7	1		98
Special item dell'utile (perdita) operativo	5	(88)	65	30		12
Utile (perdita) operativo adjusted	1.046	(193)	337	(151)	(92)	947
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	3	1	(146)		(181)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	104	(2)	15	18		135
Imposte sul reddito ^(a)	(670)	53	(111)	29	28	(671)
Tax rate (%)	60,3	..	31,4	..		74,5
Utile (perdita) netto adjusted	441	(139)	242	(250)	(64)	230
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						229
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						344
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(45)
Esclusione special item						(70)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						229

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.788	576	566	(458)	15	8.487
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(513)		6	(507)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	110		120	10		240
svalutazioni (riprese di valore) nette	63	6	70	4		143
plusvalenze nette su cessione di asset	(423)		(9)	(1)		(433)
accantonamenti a fondo rischi	351		(1)	6		356
oneri per incentivazione all'esodo	8	123	6	(1)		136
derivati su commodity		(239)	(15)			(254)
differenze e derivati su cambi	(11)	77	(1)			65
altro	36	(42)	14	7		15
Special item dell'utile (perdita) operativo	134	(75)	184	25		268
Utile (perdita) operativo adjusted	7.922	501	237	(433)	21	8.248
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(429)	(5)	9	(483)		(908)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	197	2	4	5		208
Imposte sul reddito ^(a)	(4.293)	(196)	(107)	182	7	(4.407)
Tax rate (%)	55,8	39,4	42,8	..		58,4
Utile (perdita) netto adjusted	3.397	302	143	(729)	28	3.141
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						8
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						3.133
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						3.727
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(359)
Esclusione special item						(235)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						3.133

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.520	(131)	764	(526)	45	3.672
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(29)	(39)		(2)	(70)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			53	18		71
svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(5)	89	9		94
plusvalenze nette su cessione di asset	(343)		(2)	(1)		(346)
accantonamenti a fondo rischi	87			79		166
oneri per incentivazione all'esodo	7	34	4	2		47
derivati su commodity		153	(7)			146
differenze e derivati su cambi	(32)	(158)	(11)			(201)
altro	66	135	27	(7)		221
Special item dell'utile (perdita) operativo	(214)	159	153	100		198
Utile (perdita) operativo adjusted	3.306	(1)	878	(426)	43	3.800
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(11)	9	3	(536)		(535)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	291	(5)	16	46		348
Imposte sul reddito ^(a)	(1.954)	(65)	(301)	156	(10)	(2.174)
Tax rate (%)	54,5	..	33,6	..		60,2
Utile (perdita) netto adjusted	1.632	(62)	596	(760)	33	1.439
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.436
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.327
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(51)
Esclusione special item						160
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.436

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II Trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.602	157	258	(193)	(185)	2.639
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(260)		1	(259)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	45		46	10		101
svalutazioni (riprese di valore) nette	58	(7)	20	2		73
plusvalenze nette su cessione di asset	(418)		(6)			(424)
accantonamenti a fondo rischi	278			4		282
oneri per incentivazione all'esodo	1	1		(3)		(1)
derivati su commodity		(103)	(7)			(110)
differenze e derivati su cambi	1	56	(1)			56
altro	175	4	17	11		207
Special item dell'utile (perdita) operativo	140	(49)	69	24		184
Utile (perdita) operativo adjusted	2.742	108	67	(169)	(184)	2.564
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(263)	(9)	(1)	(171)		(444)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	109		(21)	(1)		87
Imposte sul reddito ^(a)	(1.504)	(42)	(26)	78	59	(1.435)
Tax rate (%)	58,1	42,4	57,8	..		65,0
Utile (perdita) netto adjusted	1.084	57	19	(263)	(125)	772
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						767
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(184)
Esclusione special item						(301)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						767

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
101	Oneri ambientali	88	29	240	71
73	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	33	143	94
(424)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(2)	(433)	(346)
282	Accantonamenti a fondo rischi	7	29	356	166
(1)	Oneri per incentivazione all'esodo	131	2	136	47
(110)	Derivati su commodity	(77)	(89)	(254)	146
56	Differenze e derivati su cambi	25	(88)	65	(201)
207	Altro	(199)	98	15	221
184	Special item dell'utile (perdita) operativo	8	12	268	198
(47)	Oneri (proventi) finanziari	(23)	103	(50)	234
	<i>di cui:</i>				
(56)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(25)	88	(65)	201
(319)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(41)	(162)	(356)	(96)
	<i>di cui:</i>				
	- plusvalenze da cessione	(11)	(164)	(11)	(164)
(321)	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(30)	2	(351)	70
(119)	Imposte sul reddito	23	(23)	(97)	(176)
	<i>di cui:</i>				
(73)	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	(38)		(111)	
(46)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	61	(23)	14	(176)
(301)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(33)	(70)	(235)	160

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
6.351	Exploration & Production	7.158	4.628	55	18.982	13.954	36
13.035	Gas & Power	14.153	11.430	24	40.930	37.082	10
6.425	Refining & Marketing e Chimica	6.677	5.449	23	18.668	16.308	14
5.228	- Refining & Marketing	5.504	4.440	24	15.165	12.901	18
1.343	- Chimica	1.306	1.120	17	3.921	3.721	5
(146)	- Elisioni	(133)	(111)		(418)	(314)	
383	Corporate e altre attività	386	344	12	1.130	1.031	10
(8.055)	Elisioni di consolidamento	(8.679)	(6.167)		(23.944)	(19.001)	
18.139		19.695	15.684	26	55.766	49.374	13

Costi operativi

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
13.616	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.848	11.926	16	40.296	37.808	7
118	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	38	138	(72)	270	322	(16)
707	Costo lavoro	790	702	13	2.341	2.264	3
(1)	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	131	2	..	136	47	..
14.441		14.676	12.766	15	42.907	40.394	6

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.558	Exploration & Production	1.492	1.761	(15)	4.690	5.165	(9)
106	Gas & Power	106	83	28	303	260	17
100	Refining & Marketing e Chimica	99	88	13	296	267	11
76	- Refining & Marketing	78	75	4	230	227	1
24	- Chimica	21	13	62	66	40	65
15	Corporate e altre attività	14	14		43	45	(4)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(7)	(8)		(22)	(22)	
1.771	Ammortamenti	1.704	1.938	(12)	5.310	5.715	(7)
73	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	33	24	143	94	52
1.844	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.745	1.971	(11)	5.453	5.809	(6)
15	Radiazioni	53	9	..	74	202	(63)
1.859		1.798	1.980	(9)	5.527	6.011	(8)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
Nove mesi 2018	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	532	2	(20)	(111)	403
Dividendi	94		24		118
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	11	(6)			5
Altri proventi (oneri) netti		38			38
	637	34	4	(111)	564

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.

30 Giu. 2018	Var. ass.		30 Sett. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
(€ milioni)					
23.991	2.045	Debiti finanziari e obbligazionari	26.036	24.707	1.329
4.954	1.207	- Debiti finanziari a breve termine	6.161	4.528	1.633
19.037	838	- Debiti finanziari a lungo termine	19.875	20.179	(304)
(7.431)	(2.896)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.327)	(7.363)	(2.964)
(6.485)	(19)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.504)	(6.219)	(285)
(178)	(22)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(200)	(209)	9
9.897	(892)	Indebitamento finanziario netto	9.005	10.916	(1.911)
50.471	397	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.868	48.079	2.789
0,20	(0,02)	Leverage	0,18	0,23	(0,05)

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 settembre 2018

(€ milioni)			Ammontare al 30 settembre 2018 ^(a)
Società emittente			
Eni SpA			3.285
Eni Finance International SA			432
			3.717

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2018 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2018 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	432	USD	428	2028	variabile	
Eni Finance International SA	648	USD	650	2027	variabile	
Eni SpA	864	USD	857	2023	fisso	4,00
Eni SpA	864	USD	854	2028	fisso	4,75
	2.808		2.789			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

		(€ milioni)	
30 Giu. 2018		30 Sett. 2018	31 Dic. 2017
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti		
7.431	Disponibilità liquide ed equivalenti	10.327	7.363
6.485	Attività finanziarie destinate al trading	6.504	6.012
	Attività finanziarie disponibili per la vendita		207
15.670	Crediti commerciali e altri crediti	15.632	15.737
4.719	Rimanenze	5.070	4.621
175	Attività per imposte sul reddito correnti	128	191
443	Attività per altre imposte correnti	514	729
3.100	Altre attività correnti	4.372	1.573
38.023		42.547	36.433
	Attività non correnti		
59.669	Immobili, impianti e macchinari	59.771	63.158
1.342	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.465	1.283
2.992	Attività immateriali	3.047	2.925
3.893	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.830	3.511
962	Altre partecipazioni	942	219
1.613	Altre attività finanziarie	1.635	1.675
4.057	Attività per imposte anticipate	4.029	4.078
862	Altre attività non correnti	859	1.323
75.390		75.578	78.172
4.931	Attività destinate alla vendita	5.063	323
118.344	TOTALE ATTIVITÀ	123.188	114.928
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti		
2.236	Passività finanziarie a breve termine	2.141	2.242
2.718	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.020	2.286
15.511	Debiti commerciali e altri debiti	16.565	16.748
651	Passività per imposte sul reddito correnti	592	472
2.236	Passività per altre imposte correnti	1.982	1.472
3.693	Altre passività correnti	5.027	1.515
27.045		30.327	24.735
	Passività non correnti		
19.037	Passività finanziarie a lungo termine	19.875	20.179
11.736	Fondi per rischi e oneri	11.768	13.447
1.064	Fondi per benefici ai dipendenti	1.139	1.022
4.521	Passività per imposte differite	4.518	5.900
1.472	Altre passività non correnti	1.455	1.479
37.830		38.755	42.027
2.998	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	3.238	87
67.873	TOTALE PASSIVITÀ	72.320	66.849
	PATRIMONIO NETTO		
53	Interessenze di terzi	54	49
	Patrimonio netto di Eni:		
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005
394	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	505	183
44.402	Altre riserve	44.671	42.490
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)
	Acconto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
2.198	Utile (perdita) netto	3.727	3.374
50.418	Totale patrimonio netto di Eni	50.814	48.030
50.471	TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.868	48.079
118.344	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	123.188	114.928

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2018	(€ milioni)	III Trim. 2018	2017	Nove mesi 2018	2017
RICAVI					
18.139	Ricavi della gestione caratteristica	19.695	15.684	55.766	49.374
703	Altri ricavi e proventi	213	99	1.051	725
18.842	Totale ricavi	19.908	15.783	56.817	50.099
COSTI OPERATIVI					
(13.616)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(13.848)	(11.926)	(40.296)	(37.808)
(118)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(38)	(138)	(270)	(322)
(707)	Costo lavoro	(790)	(702)	(2.341)	(2.264)
97	Altri proventi (oneri) operativi	15	(39)	104	(22)
(1.771)	Ammortamenti	(1.704)	(1.938)	(5.310)	(5.715)
(73)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(41)	(33)	(143)	(94)
(15)	Radiazioni	(53)	(9)	(74)	(202)
2.639	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	3.449	998	8.487	3.672
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
1.545	Proventi finanziari	692	985	3.041	3.257
(1.626)	Oneri finanziari	(973)	(1.424)	(3.687)	(4.654)
23	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	13	(41)	30	(92)
(339)	Strumenti finanziari derivati	31	196	(242)	720
(397)		(237)	(284)	(858)	(769)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
356	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	2	79	403	164
50	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	88	218	161	280
406		90	297	564	444
2.648	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.302	1.011	8.193	3.347
(1.391)	Imposte sul reddito	(1.772)	(666)	(4.458)	(2.017)
1.257	Utile (perdita) netto	1.530	345	3.735	1.330
Di cui:					
1.252	- azionisti Eni	1.529	344	3.727	1.327
5	- interessenze di terzi	1	1	8	3
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,35	- semplice	0,42	0,10	1,03	0,37
0,35	- diluito	0,42	0,10	1,03	0,37

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2018	2017	2018	2017
Utile (perdita) netto del periodo	1.530	345	3.735	1.330
Componente riclassificabili a conto economico	388	(1.258)	1.773	(4.966)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	280	(1.395)	1.474	(4.907)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	149	162	427	(163)
Variazione fair value delle attività finanziarie, diverse dalle partecipazioni, con effetti a OCI				2
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(3)	14	(23)	65
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(38)	(39)	(105)	37
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	388	(1.258)	1.773	(4.966)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.918	(913)	5.508	(3.636)
di competenza:				
- azionisti Eni	1.917	(914)	5.500	(3.639)
- interessenze di terzi	1	1	8	3

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(3.636)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	11
Totale variazioni	(6.509)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2017	46.577
di competenza:	
- azionisti Eni	46.529
- interessenze di terzi	48
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2017	48.079
Impatto adozione IFRS 9 e 15	245
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.508
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	(8)
Totale variazioni	2.544
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2018	50.868
di competenza:	
- azionisti Eni	50.814
- interessenze di terzi	54

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
1.257	Utile (perdita) netto	1.530	345	3.735	1.330
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.771	Ammortamenti	1.704	1.938	5.310	5.715
73	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	41	33	143	94
15	Radiazioni	53	9	74	202
(356)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(2)	(79)	(403)	(164)
(417)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(159)	(437)	(495)
(56)	Dividendi	(39)	(59)	(118)	(128)
(57)	Interessi attivi	(40)	(117)	(140)	(215)
137	Interessi passivi	153	188	429	527
1.391	Imposte sul reddito	1.772	666	4.458	2.017
169	Altre variazioni	44	78	343	624
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(369)	- rimanenze	(451)	132	(632)	(224)
1.009	- crediti commerciali	(12)	(102)	(919)	930
(350)	- debiti commerciali	960	123	705	(1.200)
(442)	- fondi per rischi e oneri	85	(156)	(253)	(23)
550	- altre attività e passività	(22)	379	983	643
398	Flusso di cassa del capitale di esercizio	560	376	(116)	126
1	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	71	12	107	42
95	Dividendi incassati	60	75	160	177
4	Interessi incassati	27	28	52	51
(142)	Interessi pagati	(193)	(181)	(521)	(492)
(1.250)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.620)	(992)	(3.754)	(2.612)
3.033	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.102	2.161	9.322	6.799
	Investimenti:				
(1.879)	- attività materiali	(1.752)	(1.551)	(6.138)	(6.347)
(82)	- attività immateriali	(78)	(19)	(194)	(146)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(29)		(44)	
(94)	- partecipazioni	3	(453)	(113)	(503)
(78)	- titoli	(39)	(142)	(358)	(216)
(118)	- crediti finanziari	(146)	(57)	(457)	(441)
328	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(77)	(229)	243	314
(1.923)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.118)	(2.451)	(7.061)	(7.339)
	Disinvestimenti:				
1.011	- attività materiali	18	44	1.035	607
5	- attività immateriali			5	
146	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	11	301	189	301
32	- partecipazioni	66	23	127	84
23	- titoli	15	11	43	36
402	- crediti finanziari	83	123	565	454
482	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	165	1.412	599	1.106
2.101	Flusso di cassa dei disinvestimenti	358	1.914	2.563	2.588
178	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(1.760)	(537)	(4.498)	(4.751)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
407	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.383	650	3.301	1.405
(81)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(230)	(22)	(1.879)	(291)
(411)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(89)	126	(332)	(38)
(85)		2.064	754	1.090	1.076
(1.439)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.510)	(1.440)	(2.950)	(2.880)
(3)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(3)
(1.527)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	554	(686)	(1.863)	(1.807)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)				7
31	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	5	(14)	17	(59)
1.715	Flusso di cassa netto del periodo	2.901	924	2.978	189
5.725	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	7.440	4.939	7.363	5.674
7.440	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)	10.341	5.863	10.341	5.863

a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 settembre 2018 comprendono €14 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

(*) 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.		III Trim.		Nove mesi	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
206	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(45)	(10)	(104)	(114)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
	Attività correnti	38		40	
1	Attività non correnti	85		109	
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	28		27	
7	Passività correnti e non correnti	(44)		(45)	
8	Effetto netto degli investimenti	107		131	
	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(50)		(50)	
(8)	Bargain purchase			(8)	
	Totale prezzo di acquisto	57		73	
	a dedurre:				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(28)		(29)	
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	29		44	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
13	Attività correnti	5	144	57	144
189	Attività non correnti	87	123	285	123
18	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		12	18	12
(55)	Passività correnti e non correnti	(90)	(133)	(161)	(133)
165	Effetto netto dei disinvestimenti	2	146	199	146
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(2)		(2)	
(6)	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	11	164	5	164
159	Totale prezzo di vendita	11	310	202	310
	a dedurre:				
(13)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(9)	(13)	(9)
146	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	11	301	189	301

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.757	Exploration & Production	1.633	1.404	16	5.822	6.158	(5)
11	- acquisto di riserve proved e unproved	10		..	733		..
64	- costi geologici e geofisici	58	61	(5)	186	200	(7)
96	- ricerca esplorativa	103	102	1	264	386	(32)
1.572	- sviluppo	1.449	1.229	18	4.607	5.538	(17)
14	- altro	13	12	8	32	34	(6)
55	Gas & Power	44	33	33	141	82	72
199	Refining & Marketing e Chimica	181	188	(4)	505	439	15
157	- Refining & Marketing	152	132	15	409	311	32
42	- Chimica	29	56	(48)	96	128	(25)
17	Corporate e altre attività	32	13	..	60	29	..
(3)	Elisioni di consolidamento	(2)	(7)		(10)	(15)	
2.025	Investimenti tecnici	1.888	1.631	16	6.518	6.693	(3)
64	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	58	61	(5)	186	200	(7)
1.961	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	1.830	1.570	17	6.332	6.493	(2)

Nei nove mesi 2018 gli investimenti tecnici di €6.332 milioni (€6.493 milioni nei nove mesi 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.607 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Italia, Iraq e Congo. L'acquisto di riserve proved e unproved di €733 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€349 milioni) finalizzati essenzialmente alla riconversione in green della Raffineria di Gela, al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, 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 (€60 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€115 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €186 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

II Trim. 2018			III Trim.		Nove mesi	
			2018	2017	2018	2017
1.863	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.803	1.803	1.844	1.790
142	Italia		132	136	139	130
186	Resto d'Europa		181	174	195	198
417	Africa Settentrionale		368	455	409	463
290	Egitto		324	230	291	227
354	Africa Sub-Sahariana		346	374	350	341
135	Kazakhstan		134	118	136	132
176	Resto dell'Asia		186	137	171	113
144	America		109	160	131	165
19	Australia e Oceania		23	19	22	21
159	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	152	158	468	457

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2018			III Trim.		Nove mesi	
			2018	2017	2018	2017
881	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	886	885	884	848
63	Italia		55	56	61	49
108	Resto d'Europa		101	96	113	109
150	Africa Settentrionale		168	172	156	156
81	Egitto		82	71	80	71
247	Africa Sub-Sahariana		247	277	248	244
89	Kazakhstan		90	77	89	83
80	Resto dell'Asia		80	56	71	57
62	America		61	78	64	77
1	Australia e Oceania		2	2	2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2018			III Trim.		Nove mesi	
			2018	2017	2018	2017
152	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(mln di metri cubi/giorno)	142	142	148	146
12	Italia		12	12	12	12
12	Resto d'Europa		13	12	13	14
41	Africa Settentrionale		31	44	39	47
32	Egitto		37	24	33	24
17	Africa Sub-Sahariana		15	15	15	15
7	Kazakhstan		7	6	7	8
15	Resto dell'Asia		17	13	16	9
13	America		7	13	10	14
3	Australia e Oceania		3	3	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 (17,8 e 14,9 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2018 e 2017, rispettivamente, 16,6 e 14,4 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2018 e 2017, rispettivamente e 16,8 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2018).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2018	(mld di metri cubi)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
9,77	ITALIA	9,22	7,93	16	30,18	27,81	9
2,57	- Grossisti	1,95	1,03	89	7,20	6,11	18
3,52	- PSV e borsa	3,89	2,75	41	10,38	8,50	22
1,21	- Industriali	1,07	1,04	3	3,49	3,33	5
0,16	- PMI e terziario	0,11	0,14	(21)	0,58	0,66	(12)
0,42	- Termoelettrici	0,38	1,17	(68)	1,12	1,70	(34)
0,55	- Residenziali	0,24	0,25	(4)	2,90	2,97	(2)
1,34	- Autoconsumi	1,58	1,55	2	4,51	4,54	(1)
8,31	VENDITE INTERNAZIONALI	8,25	9,51	(13)	27,81	31,54	(12)
6,14	Resto d'Europa	6,10	8,21	(26)	21,52	27,97	(23)
0,49	- Importatori in Italia	1,00	0,97	3	2,38	2,90	(18)
5,65	- Mercati europei	5,10	7,24	(30)	19,14	25,07	(24)
1,06	<i>Penisola Iberica</i>	0,91	1,31	(31)	3,24	3,82	(15)
0,26	<i>Germania/Austria</i>	0,24	1,53	(84)	1,37	5,04	(73)
1,63	<i>Benelux</i>	1,37	0,96	43	4,28	3,71	15
0,45	<i>Regno Unito</i>	0,49	0,40	23	1,72	1,65	4
1,44	<i>Turchia</i>	1,39	2,14	(35)	4,83	5,95	(19)
0,76	<i>Francia</i>	0,65	0,87	(25)	3,37	4,44	(24)
0,05	<i>Altro</i>	0,05	0,03	67	0,33	0,46	(28)
2,17	Resto del Mondo	2,15	1,30	65	6,29	3,57	76
18,08	TOTALE VENDITE GAS MONDO	17,47	17,44	0	57,99	59,35	(2)
2,70	di cui: vendite di GNL	2,50	2,40	4	7,90	5,90	34