

Relazione finanziaria semestrale
consolidata al 30 giugno 2017



Missione

Siamo un'impresa dell'energia.

Lavoriamo per costruire un futuro

in cui tutti possano accedere

alle risorse energetiche

in maniera efficiente e sostenibile.

Fondiamo il nostro lavoro

sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo

delle nostre competenze.

Sul valore della persona,

riconoscendo la diversità come risorsa.

Crediamo nella partnership

di lungo termine con i Paesi

e le comunità che ci ospitano.

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2017



Disclaimer

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

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com

Relazione intermedia sulla gestione

4	Highlight
	Andamento operativo
8	Exploration & Production
16	Gas & Power
20	Refining & Marketing e Chimica
	Commento ai risultati e altre informazioni
24	Commento ai risultati economico-finanziari
24	Conto economico
40	Stato patrimoniale riclassificato
43	Rendiconto finanziario riclassificato
48	Fattori di rischio e incertezza
56	Evoluzione prevedibile della gestione
57	Altre informazioni

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

60	Schemi contabili
67	Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
117	Attestazione del management
118	Relazione della Società di revisione

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

120	Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2017
146	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Highlight

Risultati adjusted > L'utile operativo adjusted del semestre è quasi quadruplicato a €2,85 miliardi rispetto al primo semestre 2016, per effetto oltre che della ripresa del prezzo del petrolio (+30% il riferimento Brent), della crescita delle produzioni d'idrocarburi e dell'eccellente performance dei business mid e downstream grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas e alle ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati che hanno consentito di catturare in modo pieno lo scenario più favorevole.

Risultato netto adjusted: €1,21 miliardi (+€1,52 miliardi). Risultato netto reported: €0,98 miliardi (+€1,81 miliardi rispetto al 2016).

Cash flow > Robusta generazione di cassa operativa a €4,64 miliardi, +50% rispetto al semestre 2016. Su base adjusted, prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino il flusso di cassa operativa si ridetermina in €4,88 miliardi.

Ottimizzazione dei capex e autofinanziamento > Investimenti pari a €4,97 miliardi nel semestre (€4,27 miliardi su base pro-forma¹) finalizzati al completamento dei grandi progetti avviati come da programma nella prima parte nel 2017. Nel semestre copertura organica capex pro-forma a circa il 110%. Su base annua prevista riduzione dei capex 2017 su base pro-forma di circa il 18% vs 2016.

Free cash flow > Generati circa €700 milioni a copertura del dividendo.

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

Dismissioni > Definita la cessione del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil per il corrispettivo di circa \$2,8 miliardi. A luglio perfezionata la cessione delle attività di vendita retail di gas e di power in Belgio. Complessivamente nel 2017 sono state definite dismissioni per circa €2,9 miliardi pari al 60% del target minimo di cessioni annunciate nel piano industriale '17-'20.

Leverage > Al 30 giugno 2017 leverage pari a 0,32, in aumento rispetto allo 0,28 al 31 dicembre 2016; ben al di sotto dello 0,30 a fine anno sulla base delle assunzioni Eni di scenario, per effetto della gestione e delle dismissioni definite.

Acconto dividendo > Sulla base dei risultati del primo semestre 2017 e dell'outlook della Compagnia, proposto un acconto dividendo di €0,40 per azione.

Produzione di idrocarburi > 1,783 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2017, in crescita del 2,8%. Escludendo l'effetto prezzo negativo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente 50 mila boe/giorno), la produzione è in crescita del 6,1%. Per l'intero 2017 confermato il target di 1,84 milioni boe/giorno (+5% rispetto al 2016) grazie agli avvii di nuovi progetti e ai ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016.

Successi esplorativi > Nel semestre 2017 è proseguito il track-record di successi esplorativi. Perforati con successo due pozzi nell'Area di scoperta Amoca, nell'offshore del Messico, incrementando fino a 1,3 miliardi di barili di olio in posto le risorse dell'intera Area 1. Prevista entro fine anno la definizione del piano

¹ Al netto dei rimborsi associati alle cessioni e l'incasso di anticipi da parte di partner di Stato previsti in relazione al progetto Zohr.

di sviluppo. Conseguiti ulteriori successi esplorativi in Libia, Indonesia e Norvegia, per un totale di circa 500 milioni di boe di riserve esplorative.

Mozambico > Entra nella fase esecutiva il progetto gas Coral South nell'Area 4 offshore del Mozambico grazie alla firma dei contratti di costruzione del mezzo di LNG floating production e di project financing.

East Hub > Eni ha avviato, in anticipo di 5 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria la produzione dell'East Hub Development Project, nel Blocco 15/06 del deep offshore angolano.

OCTP > Avviato in soli 2 anni e mezzo e in anticipo di 3 mesi rispetto al piano di sviluppo l'Integrated Oil&Gas Development Project del blocco Offshore Cape Three Points Block (OCTP) in Ghana con riserve di oltre 770 milioni di barili di olio equivalente.

Jangkrik > Avviato, in anticipo rispetto ai piani, la produzione a gas del progetto in acque profonde "Jangkrik Development Project", in Indonesia. La produzione ha raggiunto il target produttivo di 13 milioni di metri cubi di gas al giorno, equivalenti a 85 mila boe/giorno.

Avvii produttivi > Complessivamente gli avvii dei nuovi giacimenti e il ramp-up dei progetti del 2016 hanno contribuito nel semestre con 192 mila boe/giorno.

Gli start up realizzati testimoniano la validità del modello operativo Eni finalizzato al miglioramento continuo del time-to-market.

Zohr > Progress Zohr: 80%, confermato start-up entro dicembre.

Acreage > Acquisite licenze esplorative in Cipro, Costa d'Avorio e Norvegia, per una superficie complessiva di circa 11.000 chilometri quadrati.

Val d'Agri > Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") dopo aver ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Sicurezza delle persone > Migliorato l'indice di frequenza degli infortuni totali registrabili (-20,1% rispetto al periodo di confronto 2016), in riduzione sia per i dipendenti (-9,5%) sia per i contrattisti (-24,6%), grazie all'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione delle persone Eni in materia di salute e sicurezza.

Emissioni GHG > Incrementate del 2,3% rispetto al primo semestre 2016 per la crescita della produzione nei settori E&P e G&P. L'indice delle emissioni di metano, in miglioramento del 15,6%, ha beneficiato della conclusione delle attività di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive in Kazakhstan e in altre realtà del Gruppo.

Principali dati ed indicatori economici e finanziari			
		Primo semestre	
		2017	2016
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	33.690	26.760
Utile (perdita) operativo		2.674	325
Utile (perdita) operativo adjusted		2.853	771
Utile (perdita) netto adjusted		1.207	(315)
- per azione ^(a)	(€)	0,34	(0,09)
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	0,74	(0,20)
Utile (perdita) netto ^{(c)(d)}		983	(1.242)
- per azione ^(a)	(€)	0,27	(0,23)
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	0,58	(0,51)
Utile (perdita) complessivo ^(c)	(€ milioni)	(2.725)	(1.761)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	4.638	3.100
Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted ^(e)		4.881	2.477
Investimenti (tecnici e in partecipazioni)		4.973	6.031
di cui: ricerca esplorativa		284	170
sviluppo riserve di idrocarburi		4.309	4.293
Totale attività a fine periodo		117.820	122.341
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		48.929	52.303
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		15.467	13.814
Capitale investito netto a fine periodo		64.396	66.117
di cui: Exploration & Production		54.455	55.181
Gas & Power		3.949	5.526
Refining & Marketing e Chimica		7.003	6.545
Leverage		0,32	0,26
Coverage		5,5	1,1
Current ratio		1,3	1,6
Debt coverage		30,0	22,4
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,2	14,5
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(f)	(€ miliardi)	47,4	52,0

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio.

(b) Un ADR rappresenta due azioni. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(c) Di competenza Eni.

(d) La perdita 2016 comprende il risultato delle continuing operations e delle discontinued operations rappresentate dalla minusvalenza sulla rilevazione iniziale dell'interest residuo in Saipem a seguito della cessione del controllo.

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

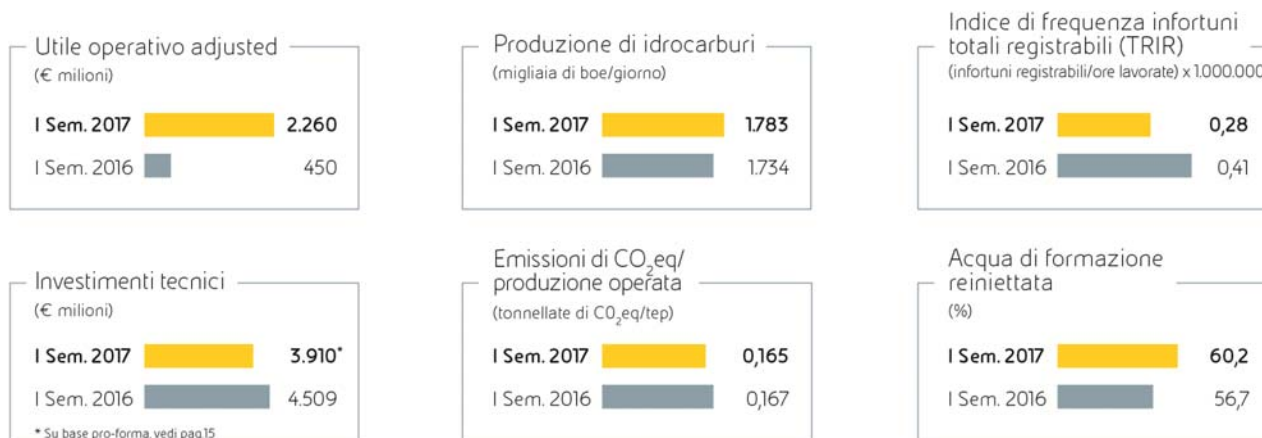
(f) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori di performance

		Primo semestre	
		2017	2016
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	33.227	33.882
<i>di cui:</i>			
- <i>donne</i>		7.741	7.776
- <i>all'estero</i>		12.388	12.883
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	24,3	23,6
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,41
- <i>dipendenti</i>		0,30	0,33
- <i>contrattisti</i>		0,34	0,45
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	20,03	19,58
<i>di cui:</i>			
- <i>da combustione e processo</i>		15,12	14,68
- <i>da metano</i>		1,02	1,21
- <i>da flaring</i>		3,02	2,85
- <i>da venting</i>		0,87	0,84
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	72	69
Exploration & Production			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.186	12.670
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.783	1.734
- <i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	830	871
- <i>gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	147	133
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	301	299
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(a)	(\$/boe)	32,73	26,69
Acqua di formazione reiniettata	(%)	60,2	56,7
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,64	10,15
Community investment	(€ milioni)	27	22
Gas & Power			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.219	4.338
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	41,91	43,77
- <i>in Italia</i>		19,88	19,42
- <i>internazionali</i>		22,03	24,35
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	17,76	18,09
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,57	5,19
Refining & Marketing e Chimica			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.915	10.977
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	11,45	12,09
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		4,19	4,21
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	869	839
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	3.033	2.898
Vendite di prodotti petrolchimici		2.066	1.931
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	77	73
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,82	4,24
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	2,50	2,10

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

Exploration & Production



Avviati i **grandi progetti a elevato cash flow** di East Hub in Angola, Jangkrik in Indonesia e OCTP in Ghana. Confermato lo **start-up di Zohr** in Egitto a fine 2017.

Continua il track record di **successi esplorativi** con un totale di circa 500 milioni di boe di riserve esplorative. Confermato il **target 2017** di nuove risorse esplorative di **0,8 miliardi di boe** al costo unitario di circa 1 \$/boe.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Nel primo semestre 2017 Eni ha condotto operazioni in 44 paesi dei cinque continenti. Al 30 giugno 2017 il portafoglio minerario di Eni consiste in 763 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 328.053 chilometri quadrati in quota Eni (323.896 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2016). Nel primo semestre 2017 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Cipro, Costa d'Avorio e Norvegia, per una superficie di circa 11.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Egitto e Kenya per circa 4.700 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Gabon e Pakistan e per variazione di quota in Egitto, per circa 2.100 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 7 nuovi pozzi esplorativi (4,7 in quota Eni), a fronte di 8 pozzi (4,8 in quota Eni) del primo semestre 2016.

Produzione

La produzione di idrocarburi del primo semestre 2017 è stata di 1,783 milioni di boe/giorno con una crescita del 2,8% rispetto al primo semestre 2016. La performance riflette gli avvii di nuovi giacimenti e il ramp-up dei progetti del 2016 in particolare in Angola, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan e Norvegia (per un contributo di 192 mila boe/giorno) nonché la circostanza che il corrispondente periodo del 2016 registrava maggiori fermate per attività manutentive. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai tagli produttivi OPEC, dall'effetto prezzo e dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo negativo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente circa 50 mila boe/giorno), la produzione è in crescita del 6,1%.

La produzione di petrolio è stata di 830 mila barili/giorno nel primo semestre 2017, in riduzione del 4,7% rispetto al corrispondente periodo del 2016. Le fermate produttive e il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dagli start-up e ramp-up del periodo in particolare in Angola, Ghana, Kazakhstan e Norvegia.

La produzione di gas naturale è stata di 147 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2017, in crescita del 10,5% rispetto al corrispondente periodo del 2016. Gli start-up e ramp-up produttivi sono stati parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 301 milioni di boe. La differenza di 21,7 milioni di boe rispetto alla produzione di 322,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (16,6 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}					
	(migliaia di boe/giorno)	2017	Primo semestre		
			2016	Var. ass.	Var. %
Italia		127	125	2	1,6
Resto d'Europa		210	189	21	11,1
Africa Settentrionale		692	634	58	9,1
Africa Sub-Sahariana		324	346	(22)	(6,4)
Kazakhstan		139	104	35	33,7
Resto dell'Asia		101	136	(35)	(25,7)
America		168	176	(8)	(4,5)
Australia e Oceania		22	24	(2)	(8,3)
		1.783	1.734	49	2,8
Produzione venduta	(milioni di boe)	301,0	299,0	2,0	0,7

Produzione di petrolio e condensati ^(a)					
	(migliaia di barili/giorno)	2017	Primo semestre		
			2016	Var. ass.	Var. %
Italia		46	40	6	15,0
Resto d'Europa		116	94	22	23,4
Africa Settentrionale		219	246	(27)	(11,0)
Africa Sub-Sahariana		227	260	(33)	(12,7)
Kazakhstan		86	58	28	48,3
Resto dell'Asia		57	86	(29)	(33,7)
America		76	84	(8)	(9,5)
Australia e Oceania		3	3		
		830	871	(41)	(4,7)

Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}					
	(milioni di metri cubi/giorno)	2017	Primo semestre		
			2016	Var. ass.	Var. %
Italia		12	13	(1)	(7,7)
Resto d'Europa		15	15		
Africa Settentrionale		73	60	13	21,7
Africa Sub-Sahariana		15	13	2	15,4
Kazakhstan		8	7	1	14,3
Resto dell'Asia		7	8	(1)	(12,5)
America		14	14		
Australia e Oceania		3	3		
		147	133	14	10,5

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (14,2 e 12,7 milioni di metri cubi rispettivamente nel primo semestre 2017 e 2016).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. L'interruzione dell'attività del COVA avveniva il 18 aprile 2017. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni dell'Ente, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento. Maggiori informazioni sono fornite nella nota 29 "Garanzie, impegni e rischi" al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara e Porto Garibaldi-Agostino; (ii) l'avvio del progetto Poseidon, realizzato in collaborazione con Enti e Istituti scientifici nazionali, con l'obiettivo di convertire alcune piattaforme in stazioni scientifiche per lo studio dell'ambiente marino.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto migliorando significativamente gli indicatori ambientali con l'azzeramento dell'impatto visivo e l'abbattimento delle emissioni e allo stesso tempo promuovendo il contenuto locale e il rilancio delle attività. L'ottimizzazione del piano di sviluppo prevede importanti sinergie con la Raffineria di Gela attraverso il recupero di alcune aree già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento del gas. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità.

Inoltre nell'ambito del rilancio e riqualifica delle attività socioeconomiche del territorio, in accordo con il Comune di Gela e la Regione Siciliana, sono state completate le attività relative al primo anno del progetto Obiettivo Scuola, tra cui i progetti Alternanza Scuola-Lavoro, Apprendistato di Primo Livello, iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con la scoperta Cape Vulture a gas e olio nelle licenze PL128/128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, in prossimità delle facility produttive del giacimento Norne (Eni 6,9%). La scoperta è stimata in circa 130 milioni di boe; e (ii) con la scoperta Kayak nella licenza PL532 (Eni 30%), mineralizzata a olio. Il pozzo si trova in prossimità dell'area in sviluppo denominata Johan Castberg sempre nella medesima licenza. Le stime preliminari delle dimensioni della scoperta Kayak sono tra i 100 e 180 milioni di barili di olio in posto.

Le recenti scoperte rappresentano un altro importante risultato della strategia near field che, permette in caso di successo la veloce messa in produzione delle riserve, grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione di un nuovo pozzo iniettore e l'avvio della perforazione di un pozzo produttore nel giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore); (ii) attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Ekofisk e Eldfisk (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e Heidrun (Eni 5,2%) e Norne (Eni 6,9%) nel Mare Norvegese; e (iii) la prosecuzione delle attività di pre-execution del progetto Johan Castberg (Eni 30%) nel Mare di Barents, la cui autorizzazione è prevista entro la fine dell'anno.

Africa Settentrionale

Algeria Nel giugno 2017 è stato firmato l'accordo di estensione contrattuale per 15 anni dei giacimenti del Blocco 403 (Eni 50%). L'accordo prevede la possibilità di sviluppo del potenziale gas dell'area anche attraverso l'utilizzo delle facility di trattamento del progetto MLE del Blocco 405b (Eni 75%). Inoltre è

prevista la possibilità di estensione contrattuale per ulteriori 10 anni. L'efficacia dell'accordo è attesa entro la fine del 2017, all'avverarsi di tutte le necessarie condizioni previste dal Paese.

È stato completato l'impianto di trattamento, con capacità pari a 32 mila barili/giorno, del progetto CAFC olio nel Blocco 405b, in produzione alla fine del 2016. Sono proseguite le attività di perforazione dei pozzi di sviluppo. Il ramp-up produttivo è atteso nel 2018 con il completamento delle attività di drilling e allacciamento dei pozzi di sviluppo pianificati.

Egitto Nel febbraio 2017, con l'approvazione del governo egiziano, è stata perfezionata la cessione a BP di una quota del 10% della scoperta di Zohr nella licenza operata di Shorouk. L'accordo per la cessione di una quota del 30% a Rosneft sarà perfezionato nei prossimi mesi e soggetto all'approvazione del governo del Paese. Gli accordi raggiunti garantiscono l'opzione per l'acquisto da parte di ciascuno dei nuovi partner di un'ulteriore quota del 5% alle medesime condizioni.

Lo sviluppo della scoperta giant a gas di Zohr è proseguito nel corso del primo semestre con le attività di perforazione e completamento dei pozzi produttori, di costruzione dell'impianto onshore di trattamento del gas e di installazione delle facility offshore. Lo start-up è previsto a fine 2017.

Nel marzo 2017 è stata avviata la seconda unità di trattamento del progetto Nidoco nell'ambito della Great Nooros Area nella concessione Abu Madi West (Eni 75%). Il progetto ha raggiunto il target produttivo di circa 30 milioni di metri cubi/giorno grazie al completamento del pozzo NW-4, undicesimo pozzo produttivo dell'area.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni a olio di Sinai 12 (Eni 100%) e Meleiha (Eni 76%) per sostenere la capacità produttiva.

Nel corso del primo semestre 2017 Eni ha proseguito il programma a supporto dello sviluppo socio-economico e sanitario delle comunità locali, in particolare nell'area di Port Said. Il progetto rientra negli accordi previsti dal Memorandum of Understanding firmati nel marzo 2017, che affianca alle attività di sviluppo del progetto Zohr, la realizzazione di diversi programmi di community investment a medio-lungo termine, in corso di definizione con tutti gli stakeholder locali. È in corso di completamento l'attività di ristrutturazione della clinica di El Garabaa che consentirà il rafforzamento dei servizi di emergenza e di assistenza sanitaria primaria, in particolare nell'ambito della salute materna e infantile.

Libia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con una nuova scoperta a gas e condensati. La scoperta è situata in prossimità dei campi in produzione di Bouri (Eni 50%) e di Bahr Essalam (Eni 50%). Il successo esplorativo rientra nella strategia Eni di esplorazione near field che, in caso di successo, permette di sfruttare le sinergie con le infrastrutture produttive esistenti riducendo il tempo di messa in produzione della scoperta e permettendo di fornire nuova produzione di gas destinata al mercato locale e all'export. Nell'aprile 2017, le autorità del Paese hanno esteso il periodo esplorativo della licenza fino al 2019, non inserendo ulteriori attività di commitment.

Nel marzo 2017 è stato firmato un Memorandum of Understanding per la realizzazione di interventi nell'ambito della salute ed educazione nelle comunità locali prossime all'area operativa dell'impianto di Mellitah. In particolare sono stati definiti i primi due programmi di intervento: (i) ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo; (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione per fornire acqua potabile alle comunità dell'area.

Africa Sub-sahariana

Angola Nel febbraio 2017, è stata avviata la produzione del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore), in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaça South East alla FPSO Armada Olombendo. Nel medesimo Blocco è in produzione dalla fine del 2014 anche il progetto West Hub. Con l'avvio del progetto East Hub, nell'area sono state messe in produzione 5 scoperte. Lo sviluppo dell'East Hub, nel rispetto della policy zero flaring e zero water discharge, include pozzi di iniezione acqua e gas.

Continua l'attività di perforazione dei pozzi di sviluppo del progetto in produzione Mafumeira Sul nel Blocco 0 (Eni 9,8%).

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Kizomba Satellite Fase 2 nel Blocco 15 (Eni 20%) che farà leva sulle facility produttive e di trattamento presenti nell'area.

Congo Sono proseguite le attività di sviluppo sul progetto in produzione Nené Marine Fase 2A nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore). Le attività hanno riguardato lo start-up di due ulteriori pozzi produttivi, il collegamento alle piattaforme di Kitina e Litchendjili presenti nell'area e l'installazione di un'ulteriore piattaforma produttiva. A seguito del completamento delle attività, è atteso il ramp-up produttivo del blocco entro la fine del 2017.

Nell'aprile 2017 è stata firmata l'estensione del gas sale agreement che regola le forniture del blocco Marine XII alla centrale elettrica CEC (Eni 20%). La fornitura addizionale prevista dal 2019 sarà necessaria per l'espansione della capacità della stessa centrale.

Sono in corso di definizione le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda (PIH), con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione che risiede nel Distretto di Hinda. Il progetto definito prevede diverse iniziative per incentivare lo sviluppo socio-economico della popolazione attraverso programmi di educazione primaria, salute e accesso all'energia e all'acqua.

Ghana È stato avviato in soli 2 anni e mezzo, in anticipo di 3 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time-to-market record, l'Integrated Oil&Gas Development Project, nel blocco Offshore Cape Three Points Block (OCTP) operato da Eni con una quota del 44,44%.

Il progetto OCTP ha messo in produzione i campi di Sankofa Main, Sankofa East e Gye-Nyame, che comprendono complessivamente volumi per oltre 770 milioni di boe, di cui 500 milioni di barili di olio in posto e 270 milioni di boe di gas non-associato (circa 40 miliardi di metri cubi). Il progetto include lo sviluppo dei campi a gas, la cui produzione sarà dedicata interamente al mercato domestico. Il progetto mediante l'utilizzo di una FPSO, produrrà fino a 85 mila boe/giorno attraverso 18 pozzi sottomarini. Tramite un gasdotto sottomarino, il gas arriverà alle facility onshore, dove verrà raccolto, compresso e trasmesso sulla rete nazionale, con una fornitura di circa 5 milioni di metri cubi/giorno.

Il progetto OCTP è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e re-iniezione dell'acqua prodotta, compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group.

Mozambico Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, tramite cessione di una quota del 35,7% della società Eni East Africa. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori. A seguito del completamento della transazione, Eni East Africa sarà controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, mentre CNPC deterrà il 28,6%. Eni continuerà a gestire il progetto Coral South FLNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guiderà la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consentirà l'utilizzo delle migliori competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.

Nel giugno 2017 è stata avviata la fase realizzativa del progetto Coral South FLNG. Sono stati firmati tutti i contratti per la perforazione, la costruzione e installazione delle facility di produzione, nonché gli accordi con i finanziatori e il governo mozambicano per il project financing ed il quadro regolatorio del progetto. Si tratta del primo progetto per la messa in sviluppo e produzione delle importanti risorse a gas scoperte da Eni nell'Area 4 del bacino di Rovuma. Questo risultato è stato conseguito a soli tre anni dalla perforazione dell'ultimo pozzo esplorativo.

Il progetto Coral South FLNG prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas attraverso la realizzazione di un impianto galleggiante ("Coral South FLNG") per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno, equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi annui, alimentato da 6 pozzi sottomarini con start-up nel 2022. La costruzione del Coral South FLNG verrà finanziata tramite Project Finance a copertura del 60% dell'investimento. Si tratta del primo caso al mondo di project finance per una unità galleggiante di liquefazione. L'accordo di finanziamento è stato sottoscritto da 15 istituti di credito di primaria importanza e garantito da 5 agenzie di Export Credit.

Sulla base dell'accordo vincolante siglato nell'ottobre 2016 si prevede la vendita di tutto il GNL che sarà prodotto alla società BP.

Nella provincia di Cabo Delgado e a Maputo, Eni è impegnata in un vasto programma di attività a favore della popolazione, tra cui programmi di accesso all'energia, accesso all'acqua, salute pubblica, nonché attività di istruzione e formazione.

Nigeria Nel gennaio 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo nelle aree onshore, offshore e offshore ultra-profondo; (ii) i termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) l'ampliamento della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese e le possibili applicazioni di nuove tecnologie nel campo delle energie rinnovabili.

Nel corso del secondo semestre 2017 è atteso lo start-up produttivo della seconda fase di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%).

Kazakhstan

Nel giugno 2017, Eni ha raggiunto una serie di accordi strategici di cooperazione negli ambiti upstream ed energie rinnovabili nel Paese.

Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo che rinnova le condizioni per il trasferimento a Eni di una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il perfezionamento dell'accordo avverrà una volta ottenute le approvazioni di legge richieste. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Le due società hanno firmato un ulteriore accordo per espandere la cooperazione tecnologica in ambito upstream e valutare potenziali sviluppi congiunti in nuovi progetti.

Eni, KMG e il Comitato Kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan per valutare i termini futuri di cooperazione nel bacino Precaspico Kazako-Russo, dove sono state effettuate numerose scoperte di giacimenti di petrolio di dimensioni considerevoli.

Inoltre Eni e General Electric (GE) hanno siglato un accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan per promuovere lo sviluppo di progetti di generazione di energia da fonte rinnovabile nel Paese. In particolare Eni e GE coopereranno per valutare la realizzazione di un impianto eolico della capacità di circa 50 MW e per identificare ulteriori possibili future iniziative.

Kashagan Prosegue il ramp-up e la stabilizzazione della produzione del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). Nel secondo semestre sarà avviata la parziale re-iniezione del gas prodotto che permetterà, entro la fine del 2017, di raggiungere il target produttivo di 370 mila barili/giorno.

Continuano gli studi per l'ottimizzazione del progetto di re-iniezione gas CC01 che, attraverso l'installazione di facility per la compressione addizionale permetterà il raggiungimento di 450 mila barili/giorno al 2022.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%) è in corso di finalizzazione lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del progetto Karachaganak Debottlenecking con Final Investment Decision (FID) prevista entro la fine del 2017. Capacità di re-iniezione addizionale sarà garantita negli anni successivi dall'installazione di facility di re-iniezione di gas che si aggiungerà a quelle esistenti. Il progetto è in fase di FEED e le principali attività sono state avviate per assicurare la FID nel 2018.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle best practice e standard internazionali, proseguono le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015. Il completamento è previsto nel secondo semestre del 2017.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta a gas nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore).

È stata avviata, in anticipo rispetto a quanto previsto, la produzione a gas del progetto Jangkrik nel blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore). La produzione, assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU), ha già raggiunto il target produttivo dei 13 milioni di metri cubi/giorno, equivalenti a 85 mila boe/giorno. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore, per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di stato Indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializzerà nell'ambito dell'accordo raggiunto con la società statale Pakistan LNG contribuendo alla fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL per 15 anni.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Oman Nel maggio 2017, Eni e la società di stato Oman Oil Company (OOC) hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per valutare le opportunità di cooperazione nel settore del petrolio e del gas. Inoltre, a seguito di gara internazionale, è stata comunicata l'assegnazione ad Eni dell'operatorship del Blocco 52 (Eni 85%) nell'offshore del Paese. La ratifica è soggetta all'approvazione delle competenti autorità.

America

Messico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la perforazione dei pozzi di appraisal Amoca-2 e Amoca-3 mineralizzati a olio nell'Area 1 (Eni 100%), nell'offshore del Messico. La campagna di drilling nell'Area 1 proseguirà con la perforazione di ulteriori due pozzi sulle scoperte di Mitzon e Tecoalli con lo scopo di delineare il giacimento e verificare ulteriore potenziale addizionale.

Nel giugno 2017 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 10 (Eni 100%), del Blocco 14 (Eni 60%) e del Blocco 7 (Eni 45%) nell'offshore del Messico. I nuovi blocchi sono vicini all'Area 1 e permetteranno, in caso di successo esplorativo, sinergie operative nell'attività di sviluppo.

Investimenti

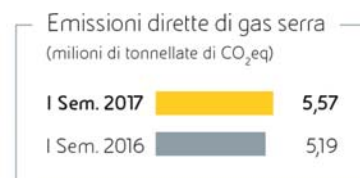
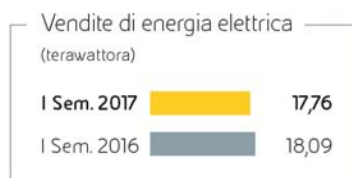
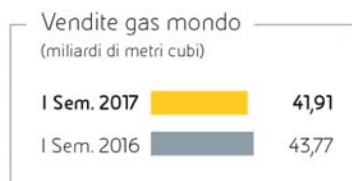
Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€4.615 milioni) hanno riguardato in particolare gli investimenti di sviluppo (€4.309 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Iraq e Indonesia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato interventi di sidetrack e workover nelle aree mature, in particolare nell'offshore Adriatico e in Val d'Agri, nonché attività di manutenzione straordinaria e asset integrity.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€284 milioni) hanno riguardato le attività all'estero, in particolare in Cipro, Norvegia, Libia, Egitto e Messico.

Al netto dei rimborsi di capex previsti nell'ambito della cessione definita delle quote dei progetti Area 4 nell'offshore del Mozambico e Zohr, nonché degli anticipi incassati dai partner di stato nel progetto Zohr, gli investimenti tecnici si rideterminano in €3.910 milioni.

Investimenti tecnici					
	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Italia		109	250	(141)	(56,4)
Resto d'Europa		308	351	(43)	(12,3)
Africa Settentrionale		2.323	1.339	984	73,5
Africa Sub-Sahariana		1.160	1.297	(137)	(10,6)
Kazakhstan		84	392	(308)	(78,6)
Resto dell'Asia		492	753	(261)	(34,7)
America		134	123	11	8,9
Australia e Oceania		5	4	1	25,0
		4.615	4.509	106	2,4

Gas & Power



Perfezionata a luglio la cessione delle attività di vendita retail in Belgio.

Utile operativo adjusted di €192 milioni, pari a oltre il triplo del semestre di confronto (+€136 milioni).

Previsto risultato **strutturale positivo** dal **2017**.

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 40,00 miliardi di metri cubi con un calo di 1,02 miliardi di metri cubi, pari al 2,5%, rispetto al primo semestre del 2016.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (37,48 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 94% del totale, sono diminuiti di 0,63 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2016 (-1,7%), per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-2,74 miliardi di metri cubi), in Russia (-0,54 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+1,36 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (2,52 miliardi di metri cubi) sono in calo del 13,4% rispetto al periodo di confronto per effetto di minori forniture equity.

Approvvigionamenti di gas naturale				
	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass. Var. %
ITALIA		2,52	2,91	(0,39) (13,4)
Russia		13,86	14,40	(0,54) (3,8)
Algeria (incluso il GNL)		7,49	6,13	1,36 22,2
Libia		2,38	2,41	(0,03) (1,2)
Paesi Bassi		2,50	5,24	(2,74) (52,3)
Norvegia		4,06	4,42	(0,36) (8,1)
Regno Unito		1,29	0,86	0,43 50,0
Ungheria		0,02	0,01	0,01 ..
Qatar (GNL)		1,22	1,49	(0,27) (18,1)
Altri acquisti di gas naturale		3,65	2,22	1,43 64,4
Altri acquisti di GNL		1,01	0,93	0,08 8,6
ESTERO		37,48	38,11	(0,63) (1,7)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE		40,00	41,02	(1,02) (2,5)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,83	1,58	(0,75) (47,5)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,30)	(0,03)	(0,27) ..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		40,53	42,57	(2,04) (4,8)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		1,38	1,20	0,18 15,0
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		41,91	43,77	(1,86) (4,2)

Vendite di gas naturale

Vendite di gas per mercato				
	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass. Var. %
ITALIA		19,88	19,42	0,46 2,4
Grossisti		5,08	3,99	1,09 27,3
PSV e borsa		5,75	6,40	(0,65) (10,2)
Industriali		2,29	2,29	
PMI e terziario		0,52	1,01	(0,49) (48,5)
Termoelettrici		0,53	0,30	0,23 76,7
Residenziali		2,72	2,59	0,13 5,0
Autoconsumi		2,99	2,84	0,15 5,3
VENDITE INTERNAZIONALI		22,03	24,35	(2,32) (9,5)
Resto d'Europa		19,76	21,66	(1,90) (8,8)
Importatori in Italia		1,93	2,12	(0,19) (9,0)
Mercati europei		17,83	19,54	(1,71) (8,8)
<i>Penisola Iberica</i>		2,51	2,45	0,06 2,4
<i>Germania/Austria</i>		3,51	4,18	(0,67) (16,0)
<i>Benelux</i>		2,75	4,04	(1,29) (31,9)
<i>Ungheria</i>			0,87	(0,87) ..
<i>Regno Unito</i>		1,25	0,72	0,53 73,6
<i>Turchia</i>		3,81	2,98	0,83 27,9
<i>Francia</i>		3,57	3,91	(0,34) (8,7)
<i>Altro</i>		0,43	0,39	0,04 10,3
Mercati extra europei		2,27	2,69	(0,42) (15,6)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		41,91	43,77	(1,86) (4,2)

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, le vendite di gas naturale del primo semestre 2017 di 41,91 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato un calo di 1,86 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2016 (-4,2%).

In aumento le vendite in Italia (19,88 miliardi di metri cubi) per maggiori consumi e per l'effetto di nuovi contratti. In lieve calo i ritiri degli importatori in Italia (-0,19 miliardi di metri cubi) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 17,83 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'8,8% principalmente a causa del calo delle vendite in Germania, Benelux e Francia ed in Ungheria per la cessione nel 2016 del portafoglio clienti, parzialmente compensate da maggiori vendite in Turchia, per maggiori ritiri da parte di Botas, e dall'aumento dei volumi commercializzati in Regno Unito.

In calo le vendite nei mercati extra europei (-0,42 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL in Giappone, Argentina ed Emirati Arabi.

Vendite di gas per entità					
	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		40,17	42,36	(2,19)	(5,2)
Italia (inclusi autoconsumi)		19,88	19,42	0,46	2,4
Resto d'Europa		18,61	20,76	(2,15)	(10,4)
Extra Europa		1,68	2,18	(0,50)	(22,9)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		1,74	1,41	0,33	23,4
Resto d'Europa		1,15	0,90	0,25	27,8
Extra Europa		0,59	0,51	0,08	15,7
TOTALE VENDITE GAS MONDO		41,91	43,77	(1,86)	(4,2)

Le vendite di GNL (6,0 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo rispetto al primo semestre 2016 (-0,1 miliardi di metri cubi) a causa di minori vendite in Giappone, Argentina ed Emirati Arabi.

Le vendite di GNL del settore Gas & Power (3,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait ed Egitto.

Vendite di GNL					
	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		3,5	3,9	(0,4)	(10,3)
Resto d'Europa		2,5	2,6	(0,1)	(3,8)
Extra Europa		1,0	1,3	(0,3)	(23,1)
Vendite E&P		2,5	2,2	0,3	13,2
<i>Terminali:</i>					
Soyo (Angola)		0,3			
Bontang (Indonesia)		0,2	0,2		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,3	0,4	(0,1)	(16,5)
Bonny (Nigeria)		1,5	1,3	0,1	9,8
Darwin (Australia)		0,2	0,3	(0,0)	(14,8)
		6,0	6,1	(0,1)	(1,8)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Nel primo semestre 2017, la produzione di energia elettrica è stata di 10,71 terawattora, in aumento di 0,83 terawattora rispetto al primo semestre 2016 per minori fermate agli impianti. Al 30 giugno 2017 la potenza installata in esercizio delle centrali Enipower di 4,7 gigawatt è immutata rispetto al 31 dicembre 2016. In diminuzione gli acquisti (-1,16 terawattora) per effetto dell'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

		Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.103	1.987	116	5,8
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	196	182	14	7,7
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	10,71	9,88	0,83	8,4
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.928	4.254	(326)	(7,7)

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2017 le vendite di energia elettrica (17,76 TWh) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (16%), siti industriali (8%) e altro (2%). Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2017 sono in calo di 0,33 TWh, pari all'1,8%, per effetto della diminuzione delle vendite al middle market (-0,91 TWh), al residenziale (-0,31 TWh) e alle PMI (-0,28 TWh), parzialmente compensate dall'aumento delle vendite ai clienti large (+1,00 TWh) e ai grossisti (+0,17 TWh).

Disponibilità di energia elettrica

		Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
	(terawattora)				
Produzione di energia elettrica		10,71	9,88	0,83	8,4
Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,05	8,21	(1,16)	(14,1)
		17,76	18,09	(0,33)	(1,8)
Mercato libero		13,13	13,46	(0,33)	(2,5)
Borsa elettrica		2,80	2,79	0,01	0,4
Siti		1,50	1,57	(0,07)	(4,5)
Altro ^(a)		0,33	0,27	0,06	22,2
Vendite di energia elettrica		17,76	18,09	(0,33)	(1,8)

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

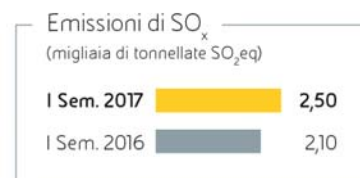
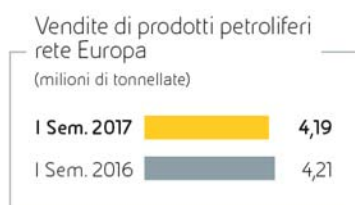
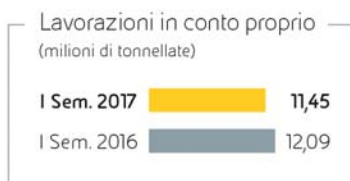
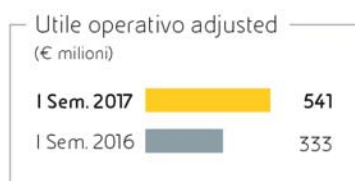
Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2017 gli investimenti tecnici di €49 milioni hanno riguardato essenzialmente le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€34 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€14 milioni).

Investimenti tecnici

		Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
	(€ milioni)				
Mercato		48	41	7	17,1
Mercato		34	29	5	17,2
Italia		15	12	3	25,0
Estero		19	17	2	11,8
Generazione elettrica		14	12	2	16,7
Trasporto internazionale		1	3	(2)	(66,7)
		49	44	5	11,4
di cui:					
Italia		29	24	5	20,8
Estero		20	20		

Refining & Marketing e Chimica



Confermato margine di raffinazione 2017 di breakeven inferiore a 4 \$/barile (media annua).

Utile operativo adjusted R&M di €231 milioni, +110% nonostante la parziale indisponibilità della Raffineria di Sannazzaro.

Utile operativo adjusted record della Chimica di €310 milioni, +39%.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel primo semestre 2017 sono state di 11,45 milioni di tonnellate con una flessione del 5,3% rispetto al corrispondente periodo del 2016 (-0,64 milioni di tonnellate).

In Italia il decremento dei volumi processati (-5,8%) riflette l'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e la fermata di Taranto, parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Milazzo.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 1,39 milioni di tonnellate sono in lieve calo rispetto all'anno precedente (-1,4%), a causa di alcune fermate presso la raffineria di Bayern Oil in Germania nel primo trimestre 2017.

Il 13% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di circa 1 punto percentuale rispetto al primo semestre 2016 (14%).

Sostanzialmente stabili rispetto al 2016 i volumi di green feedstock processati presso Venezia. Il forte incremento produttivo (+60%) registrato nel secondo trimestre è stato compensato dagli effetti della fermata di manutenzione programmata nel primo trimestre 2017.

Disponibilità di prodotti petroliferi					
	(milioni di tonnellate)	2017	Primo semestre 2016		
			Var. ass.	Var. %	
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		7,58	8,72	(1,14)	(13,1)
Lavorazioni in conto terzi		(0,15)	(0,07)	(0,08)	..
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		2,63	2,03	0,60	29,6
Lavorazioni in conto proprio		10,06	10,68	(0,62)	(5,8)
Consumi e perdite		(0,59)	(0,76)	0,17	(22,4)
Prodotti disponibili da lavorazioni		9,47	9,92	(0,45)	(4,5)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,50	3,06	0,44	14,4
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,21)	(0,20)	(0,01)	5,0
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,17)	(0,18)	0,01	(5,6)
Prodotti venduti		12,59	12,60	(0,01)	(0,1)
Totale Lavorazioni Green		0,10	0,09	0,01	11,1
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio		1,39	1,41	(0,02)	(1,4)
Consumi e perdite		(0,11)	(0,11)		
Prodotti disponibili da lavorazioni		1,28	1,30	(0,02)	(1,5)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,10	2,29	(0,19)	(8,3)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,21	0,20	0,01	5,0
Prodotti venduti		3,59	3,79	(0,20)	(5,3)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		11,45	12,09	(0,64)	(5,3)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>1,38</i>	<i>1,59</i>	<i>(0,21)</i>	<i>(13,2)</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		16,18	16,39	(0,21)	(1,3)
Vendite di greggi		0,48	0,12	0,36	..
TOTALE VENDITE		16,66	16,51	0,15	0,9

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2017, le vendite di prodotti petroliferi (16,18 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,21 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2016, con un decremento dell'1,3%.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero					
	(milioni di tonnellate)	2017	Primo semestre 2016		
			Var. ass.	Var. %	
Rete		2,96	2,87	0,09	3,1
Extrarete		3,66	3,85	(0,19)	(4,9)
Petrolchimica		0,40	0,52	(0,12)	(23,1)
Altre vendite		5,57	5,36	0,21	3,9
Vendite in Italia		12,59	12,60	(0,01)	(0,1)
Rete resto d'Europa		1,23	1,34	(0,11)	(8,2)
Extrarete resto d'Europa		1,46	1,50	(0,04)	(2,7)
Extrarete mercati extra europei		0,22	0,21	0,01	4,8
Altre vendite		0,68	0,74	(0,06)	(8,1)
Vendite all'estero		3,59	3,79	(0,20)	(5,3)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		16,18	16,39	(0,21)	(1,3)

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2017, le vendite sulla rete in Italia (2,96 milioni di tonnellate) risultano superiori al corrispondente periodo del 2016 (+3,1%) in un contesto di consumi sostanzialmente stabili, grazie a mirate azioni di marketing e alla differenziazione dell'offerta. La quota di mercato media del primo semestre 2017 è del 25%, in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (24,1%).

Al 30 giugno 2017, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.359 stazioni di servizio, con un decremento rispetto all'anno precedente (4.396 stazioni di servizio al 31 dicembre 2016) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (31 unità) e chiusure di impianti a basso erogato (6 unità).

L'erogato medio (777 mila litri) è in crescita di 31 mila litri rispetto al primo semestre 2016 (746 mila litri), a seguito delle iniziative commerciali.

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 1,23 milioni di tonnellate sono in calo (-8,2%) rispetto al corrispondente periodo precedente, per effetto delle attività cedute nell'Europa dell'Est.

Al 30 giugno 2017 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.228 stazioni di servizio (+ 2 unità rispetto al 31 dicembre 2016).

L'erogato medio (1.183 mila litri) è in aumento di 66 mila litri rispetto all'anno precedente.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 3,66 milioni di tonnellate hanno registrato un decremento di circa 0,19 milioni di tonnellate, pari al 4,9%. Le minori vendite di gasolio e bunker sono state solo parzialmente compensate dai maggiori volumi di jet fuel.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,40 milioni di tonnellate) registrano un decremento del 23,1% riferibile alle minori forniture di feedstock.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 1,46 milioni di tonnellate, sono diminuite del 2,7% rispetto al primo semestre 2016 per effetto delle attività cedute nell'Europa dell'Est.

Le altre vendite in Italia e all'estero (6,25 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 0,15 milioni di tonnellate, pari al 3,9%, per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale					
	(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Italia		6,62	6,72	(0,10)	(1,5)
Vendite rete		2,96	2,87	0,09	3,1
Benzina		0,74	0,74		
Gasolio		2,01	1,94	0,07	3,6
GPL		0,19	0,17	0,02	11,8
Altri prodotti		0,02	0,02		
Vendite extrarete		3,66	3,85	(0,19)	(4,9)
Gasolio		1,65	1,73	(0,08)	(4,6)
Oli combustibili		0,04	0,07	(0,03)	(42,9)
GPL		0,11	0,11		
Benzina		0,22	0,23	(0,01)	(4,3)
Lubrificanti		0,04	0,04		
Bunker		0,42	0,51	(0,09)	(17,6)
Jet fuel		0,87	0,83	0,04	4,8
Altri prodotti		0,31	0,33	(0,02)	(6,1)
Estero (rete + extrarete)		2,90	3,06	(0,16)	(5,2)
Benzina		0,58	0,63	(0,05)	(7,9)
Gasolio		1,57	1,71	(0,14)	(8,2)
Jet fuel		0,26	0,26		
Oli combustibili		0,07	0,08	(0,01)	(12,5)
Lubrificanti		0,05	0,05		
GPL		0,25	0,24	0,01	4,2
Altri prodotti		0,12	0,09	0,03	33,3
		9,52	9,78	(0,26)	(2,7)

Chimica

Disponibilità di prodotti				
	(migliaia di tonnellate)	Primo semestre		
	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Intermedi	1.802	1.755	47	2,7
Polimeri	1.231	1.143	88	7,7
Produzioni	3.033	2.898	135	4,7
Consumi e perdite	(1.191)	(1.115)	(76)	6,8
Acquisti e variazioni rimanenze	93	148	(55)	(37,1)
Vendite	1.935	1.931	4	0,2

Le vendite di prodotti petrolchimici di 1.935 mila tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre del 2016 (+4 mila tonnellate, pari allo 0,2%). In aumento le vendite di polietilene (+16,7%) per la maggiore disponibilità di prodotto rispetto al 2016 penalizzato dalle fermate accidentali degli impianti di Ragusa e Ferrara, e di stirenici (+4,7%) per maggiori vendite di polistirolo espandibile per fermata non programmata dell'impianto produttivo di Mantova nel 2016. In calo le vendite di etilene negli intermedi (-10,8%) per effetto della circostanza che nel semestre 2016 le citate fermate accidentali avevano favorito la vendita diretta al mercato. In aumento le vendite di butadiene trainate dallo scenario favorevole.

I prezzi medi unitari sono stati complessivamente superiori del 23% rispetto al primo semestre del 2016. I prezzi dei monomeri (+39%), in particolare del butadiene (+187%) e del benzene (+44%), riflettono la forte ripresa del mercato, così come i prezzi dei polimeri (+18%), in particolare negli elastomeri (+38%) e negli stirenici (+15%).

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 3.033 mila tonnellate sono aumentate di 135 mila tonnellate (+4,7%). I principali incrementi hanno riguardato i siti di Oberhausen (+33,7%) grazie all'ottimizzazione degli impianti produttivi e Grangemouth (+19,5%) grazie all'entrata in esercizio della nuova linea produttiva di gomma butadiene-based. In flessione le produzioni di sito di Dunastyr (-14,5%) per fermata accidentale e Porto Torres (-5,9%).

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2017, gli investimenti tecnici del settore di €251 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€141 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€38 milioni); (iii) investimenti di varia natura nella Chimica (€72 milioni).

Investimenti tecnici				
	(€ milioni)	Primo semestre		
	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Refining	141	107	34	31,8
Marketing	38	33	5	15,2
	179	140	39	27,9
Chimica	72	72		
	251	212	39,0	18,4

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	33.690	26.760	6.930	25,9
Altri ricavi e proventi	626	502	124	24,7
Costi operativi	(27.628)	(22.964)	(4.664)	(20,3)
Altri proventi e oneri operativi	17	1	16	..
Ammortamenti	(3.777)	(3.705)	(72)	(1,9)
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(61)	(148)	87	58,8
Radiazioni	(193)	(121)	(72)	(59,5)
Utile (perdita) operativo	2.674	325	2.349	722,8
Proventi (oneri) finanziari	(485)	(288)	(197)	(68,4)
Proventi netti su partecipazioni	147	78	69	88,5
Utile (perdita) prima delle imposte	2.336	115	2.221	..
Imposte sul reddito	(1.351)	(939)	(412)	(43,9)
Tax rate (%)	57,8	..		
Utile (perdita) netto - continuing operations	985	(824)	1.809	..
Utile (perdita) netto - discontinued operations		(413)	413	..
Utile (perdita) netto	985	(1.237)	2.222	..
<i>di competenza:</i>				
Eni:	983	(1.242)	2.225	..
- continuing operations	983	(829)	1.812	..
- discontinued operations		(413)	413	..
Interessenze di terzi:	2	5	(3)	(60,0)
- continuing operations	2	5	(3)	(60,0)
- discontinued operations				

Risultato netto

Nel primo semestre 2017 l'**utile netto reported** di competenza degli azionisti Eni è stato €983 milioni che si confronta con la perdita di €1.242 milioni nel primo semestre 2016 dovuta allo scenario depresso degli idrocarburi e alla minusvalenza sulla partecipazione Saipem di circa €413 milioni rilevata per effetto della cessione del controllo. Nel complesso il primo semestre 2017 ha beneficiato di un prezzo del Brent aumentato del 30% rispetto al primo semestre 2016, della crescita delle produzioni e del significativo miglioramento della performance dei business mid e downstream grazie alle rinegoziazioni dei contratti long-term e alle ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati che hanno consentito di catturare in modo pieno lo scenario più favorevole. Questi driver hanno determinato un incremento di oltre il 700% dell'utile operativo reported (+€2,35 miliardi). Tuttavia l'andamento del primo semestre 2017 non è stato lineare, con l'utile realizzato interamente nel primo trimestre, riflettendo la volatilità delle quotazioni del greggio che nei primi tre mesi dell'anno sono state sostenute dall'effetto annuncio dei tagli OPEC per poi rallentare in modo significativo nel secondo trimestre a causa delle incertezze del mercato circa i tempi di riequilibrio dei fondamentali. Inoltre il risultato in valore assoluto è stato penalizzato dalla fermata protrattasi per quasi l'intero periodo del secondo trimestre del centro olio Val d'Agri per effetto di fattori HSE (tale evento non rileva nel confronto anno su anno poiché il primo semestre 2016 era stato anch'esso penalizzato da una fermata del COVA per un periodo analogo sempre in relazione a cause HSE).

Infine alla variazione dell'utile netto ha contribuito la normalizzazione del tax rate che si attesta al 57,8% rispetto a un dato non significativo nel 2016 come commentato nel paragrafo che segue.

Risultati adjusted

	(€ milioni)	2017	Primo semestre 2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		2.853	771	2.082	..
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		983	(829)	1.812	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	101		
Esclusione special item		230	413		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		1.207	(315)	1.522	..
Tax rate (%)		55,4	..		

L'**utile operativo adjusted** di €2.853 milioni è quasi quadruplicato rispetto al primo semestre 2016 (+€2.082 milioni) grazie alla solida performance di tutti i settori di business. La E&P ha quintuplicato l'utile operativo con un incremento di €1.810 milioni, trainato dalla crescita produttiva e dalla ripresa dello scenario petrolifero (+30% l'incremento del prezzo di riferimento del Brent). G&P chiude con l'utile operativo di €192 milioni, pari a oltre il triplo del risultato 2016, grazie agli effetti positivi delle rinegoziazioni sulla posizione di costo, che hanno consentito di catturare l'andamento positivo dello scenario nel primo trimestre. I business R&M e Chimica hanno realizzato performance record, con incrementi dell'utile operativo adjusted rispettivamente del 110% e del 39%, per effetto delle azioni di riduzione del margine di breakeven e di upgrading dell'assetto impiantistico e del portafoglio prodotti che hanno consentito di catturare appieno il moderato miglioramento dello scenario e altre opportunità di mercato. Le principali cause dello scostamento dell'utile operativo tra il primo semestre 2017 e il primo semestre 2016 sono state: la ripresa dello scenario per +€1,9 miliardi e la crescita dei volumi e delle azioni di efficienza e ottimizzazioni per +€0,2 miliardi.

Il **risultato netto adjusted** di €1.207 milioni si confronta la perdita di €315 milioni registrata nel primo semestre 2016 (+€1.522 milioni). Tale miglioramento riflette il forte incremento della redditività operativa, nonché la normalizzazione del tax rate che si attesta al 55,4% come commentato precedentemente nel risultato netto per effetto della migliorata redditività che consente una migliore valorizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché della rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €186 milioni nel semestre, relativi principalmente a:

- (i) la plusvalenza netta realizzata sulla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni);
- (ii) la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta (€33 milioni), nonché la revisione di stima di crediti per fatture da emettere relativi a esercizi precedenti (€42 milioni);
- (iii) svalutazioni relative agli investimenti di periodo nel settore R&M relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period, prive di prospettive di redditività (€58 milioni);
- (iv) un accantonamento a fondo rischi a fronte di un arbitrato con una controparte contrattuale (€82 milioni);
- (v) oneri ambientali (€42 milioni) e oneri per incentivazione all'esodo (€45 milioni);
- (vi) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €235 milioni);
- (vii) altri proventi di €12 milioni.

Gli **special item non operativi** comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi e la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€62 milioni).

L'analisi dell'**utile netto adjusted** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		1.191	(338)	1.529	..
Gas & Power		77	3	74	..
Refining & Marketing e Chimica		354	248	106	42,7
Corporate e altre attività		(510)	(325)	(185)	(56,9)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		97	102	(5)	(4,9)
Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations		1.209	(310)	1.519	..
<i>di competenza:</i>					
- interessenze di terzi		2	5	(3)	(60,0)
- azionisti Eni		1.207	(315)	1.522	..

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

Nel primo semestre 2017 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla ripresa del prezzo di riferimento del Brent (+30%) in particolare nel primo trimestre grazie all'effetto annuncio dei tagli OPEC ai quali hanno aderito anche paesi non membri. Nei mesi successivi la dinamica del Brent ha registrato un evidente rallentamento a causa del ramp-up più rapido del previsto delle produzioni di Libia e Nigeria (paesi OPEC esonerati dal contingentamento) e della ripresa di quelle unconventional USA che hanno fatto riaffiorare incertezza nel mercato globale circa i tempi di riequilibrio dei fondamentali. I prezzi del gas di produzione sono stati favoriti dalla ripresa dei mercati di riferimento (USA ed Europa). Il margine benchmark dell'attività di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni si è apprezzato del 6,8% attestandosi a 4,7 \$/bl. L'incremento del margine di scenario si colloca in un quadro di tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.

Il cambio euro/dollaro pari a 1,083 fa registrare un deprezzamento (-3%) rispetto al cambio medio registrato nel primo semestre 2016.

	Primo semestre		
	2017	2016	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	51,81	39,73	30,4
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,083	1,116	(3,0)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	47,84	35,60	34,4
Standard Eni Refining Margim (SERM) ^(c)	4,7	4,4	6,8
PSV ^(d)	206	156	32,1
TTF ^(d)	180	138	30,4
Euribor - euro a tre mesi (%)	(0,33)	(0,22)	50,0
Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,14	0,63	81,0

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production	9.326	7.243	2.083	28,8
Gas & Power	25.652	19.764	5.888	29,8
Refining & Marketing e Chimica	10.859	8.698	2.161	24,8
- Refining & Marketing	8.461	6.802	1.659	24,4
- Chimica	2.601	2.102	499	23,7
- Elisioni	(203)	(206)		
Corporate e altre attività	687	629	58	9,2
Elisioni di consolidamento	(12.834)	(9.574)		
Ricavi della gestione caratteristica	33.690	26.760	6.930	25,9
Altri ricavi e proventi	626	502	124	24,7
Totale ricavi	34.316	27.262	7.054	25,9

Ricavi della gestione caratteristica

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2017 (€33.690 milioni) sono aumentati di €6.930 milioni rispetto al primo semestre 2016 (+25,9%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€9.326 milioni) sono aumentati di €2.083 milioni (+28,8%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+33,5% e +10%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e della ripresa dei mercati di riferimento.

I ricavi del settore Gas & Power (€25.652 milioni) sono aumentati di €5.888 milioni (+29,8%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi. Sui ricavi del business retail ha inciso la revisione di stima di crediti per fatture da emettere relativi a esercizi precedenti (€42 milioni).

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€10.859 milioni) sono aumentati di €2.161 milioni (+24,8%) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. In aumento del 23% i prezzi medi unitari di vendita della chimica per effetto del processo di ottimizzazione e ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore che hanno consentito di catturare il positivo andamento dello scenario.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di €626 milioni comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. Rispetto al 2016, il saldo di tale voce aumenta del 24,7% per effetto della rilevazione della plusvalenza realizzata sulla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni).

Costi operativi

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	26.066	21.420	4.646	21,7	
<i>di cui: - altri special item</i>	179	102	77		
Costo lavoro	1.562	1.544	18	1,2	
<i>di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro</i>	45	11	34		
	27.628	22.964	4.664	20,3	

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2017 (€27.628 milioni) sono aumentati di €4.664 milioni rispetto al primo semestre 2016, pari al 20,3%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€26.066 milioni) sono aumentati del 21,7% (+€4.646 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €179 milioni (€102 milioni nel primo semestre 2016) relativi principalmente a un accantonamento a fondo rischi a fronte di un arbitrato con una controparte contrattuale e oneri ambientali.

Il **costo lavoro** (€1.562 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2016 (+1,2%).

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.404	3.323	81	2,4	
Gas & Power	177	174	3	1,7	
Refining & Marketing e Chimica	179	185	(6)	(3,2)	
- <i>Refining & Marketing</i>	152	175			
- <i>Chimica</i>	27	10			
Corporate e altre attività	31	37	(6)	(16,2)	
Effetto eliminazione utili interni	(14)	(14)			
Totale ammortamenti	3.777	3.705	72	1,9	
Svalutazioni (riprese di valore) nette	61	148	(87)	(58,8)	
Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette	3.838	3.853	(15)	(0,4)	
Radiazioni	193	121	72	59,5	
	4.031	3.974	57	1,4	

Gli **ammortamenti** (€3.777 milioni) sono in lieve aumento di €72 milioni (+1,9%) rispetto al primo semestre 2016 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e ramp-up di nuovi progetti parzialmente compensato dall'apprezzamento dell'euro.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette** (€61 milioni) si riferiscono principalmente a svalutazioni relative agli investimenti di periodo nel settore R&M e Chimica relativi a CGU prive di prospettive di redditività (€58 milioni).

Le **radiazioni** (€193 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso per il mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse da giustificare lo sviluppo principalmente in Egitto e Norvegia.

L'analisi delle svalutazioni (riprese di valore) nette per tipologia e per settore di attività è la seguente:

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		1	105	(104)	(99,0)
Gas & Power		(6)		(6)	
Refining & Marketing e Chimica		58	34	24	70,6
Corporate e altre attività		8	9	(1)	(11,1)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		61	148	(87)	(58,8)

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		2.479	288	2.191	..
Gas & Power		(11)	(71)	60	84,5
Refining & Marketing e Chimica		397	363	34	9,4
Corporate e altre attività		(345)	(260)	(85)	(32,7)
Effetto eliminazione utili interni		154	5	149	
Utile (perdita) operativo		2.674	325	2.349	..

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività:

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo - continuing operations		2.674	325	2.349	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(7)	149		
Esclusione special item		186	297		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		2.853	771	2.082	..
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production		2.260	450	1.810	..
Gas & Power		192	56	136	..
Refining & Marketing e Chimica		541	333	208	62,5
Corporate e altre attività		(275)	(216)	(59)	(27,3)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		135	148		
		2.853	771	2.082	..

L'**utile operativo adjusted** è stato di €2.853 milioni, quasi quadruplicato rispetto al periodo di confronto (+€2.082 milioni), grazie a performance robuste e in forte crescita in tutti i settori di business (v. commenti ai risultati per settore). L'utile operativo adjusted esclude l'utile di magazzino di €7 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €186 milioni.

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(425)	(398)	(27)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(381)	(375)	(6)
- Interessi attivi verso banche		4	5	(1)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(51)	(53)	2
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		3	25	(22)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		524	(5)	529
- Strumenti finanziari derivati su valute		503	(12)	515
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		21	(17)	38
- Opzioni			24	(24)
Differenze di cambio		(517)	154	(671)
Altri proventi (oneri) finanziari		(104)	(99)	(5)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		66	75	(9)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(144)	(157)	13
- Altri proventi (oneri) finanziari		(26)	(17)	(9)
		(522)	(348)	(174)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		37	60	(23)
		(485)	(288)	(197)

Gli **oneri finanziari netti** di €485 milioni aumentano di €197 milioni rispetto al primo semestre 2016. I principali driver sono stati: (i) la variazione negativa delle differenze cambio al netto del fair value positivo dei derivati su cambi (€156 milioni) le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, tale fenomeno riflette la repentina svalutazione del dollaro USA nella parte finale del semestre; e (ii) la circostanza che il primo semestre 2016 registrava il fair value positivo dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam per €26 milioni dovuto al rigiro per chiusura a conto economico del valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile.

Proventi (oneri) netti su partecipazione

L'analisi degli oneri netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2017 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2017 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	126	(3)	(4)	(34)	85
Dividendi	59		10		69
Altri proventi (oneri) netti	2	(6)	(3)		(7)
	187	(9)	3	(34)	147

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €147 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che hanno riportato un utile netto complessivo di €85 milioni, in particolare il settore Exploration & Production (€126 milioni). Sulla partecipazione del 30,76% in Saipem valutata all'equity è stato registrato nel segmento Corporate e altre attività un onere da valutazione di €34 milioni che riflette gli esiti dell'impairment test e di altre poste straordinarie rilevati dalla partecipata nella semestrale al 30 giugno. Al netto di tali componenti straordinarie la valutazione della partecipazione Saipem è positiva per €28 milioni;
- i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€69 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€53 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		85	81	4
Dividendi		69	55	14
Minusvalenze nette da cessione di partecipazioni			(27)	27
Altri proventi (oneri) netti		(7)	(31)	24
		147	78	69

Il miglioramento rispetto al primo semestre 2016 è dovuto principalmente ai maggiori dividendi della Nigeria LNG Ltd per €31 milioni e alla circostanza che il corrispondente periodo del 2016 registrava oneri per €23 milioni relativi a conguaglio prezzo su partecipazioni cedute in esercizi precedenti.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		2.479	288	2.191	..
Esclusione special item:		(219)	162		
- svalutazioni di asset e altre attività		1	105		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti			7		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(342)	1		
- oneri per incentivazione all'esodo		5	4		
- accantonamenti a fondo rischi		88			
- derivati su commodity			15		
- differenze e derivati su cambi		(12)	25		
- altro		41	5		
Utile (perdita) operativo adjusted		2.260	450	1.810	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		28	(115)		
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		187	37		
Imposte sul reddito ^(a)		(1.284)	(710)		
Tax rate (%)		51,9	190,9		
Utile (perdita) netto adjusted		1.191	(338)	1.529	..
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:		321	240	81	33,8
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		139	114	25	21,9
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		182	126	56	44,4
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	46,90	35,14	11,76	33,5
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	124,61	113,33	11,28	10,0
Idrocarburi	(\$/boe)	32,73	26,69	6,04	22,6

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Include condensati.

Nel primo semestre 2017, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.260 milioni, quintuplicando il suo valore, con un aumento di €1.810 milioni rispetto al primo semestre 2016, grazie all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+33,5% e +10% rispettivamente) in relazione all'andamento del marker di riferimento Brent (+30%) e alla riduzione del differenziale del paniere di greggi equity rispetto al marker, nonché alla crescita delle produzioni. Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi di radiazione di pozzi esplorativi.

Per il commento agli special items v. pag. 25

L'**utile netto adjusted** è stato di €1.191 milioni, rispetto alla perdita di €338 milioni registrata nel semestre 2016 (+€1.529 milioni) dovuto al forte incremento della performance operativa e alla normalizzazione del tax rate per effetto della migliorata redditività che consente una migliore valorizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché della rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

¹ 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 pagine seguenti della presente relazione.

Gas & Power

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(11)	(71)	60	84,5
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	158		
Esclusione special item:		247	(31)		
- svalutazioni (riprese di valore nette)		(6)			
- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)		
- oneri per incentivazione all'esodo		34	1		
- derivati su commodity		243	(144)		
- differenze e derivati su cambi		(94)	(40)		
- altro		70	153		
Utile (perdita) operativo adjusted		192	56	136	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		6	4		
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(3)	(2)		
Imposte sul reddito ^(a)		(118)	(55)		
Tax rate (%)		60,5	94,8		
Utile (perdita) netto adjusted		77	3	74	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2017 il settore G&P ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €192 milioni, pari a oltre il triplo del risultato del 2016 (+€136 milioni), grazie ai benefici associati alle rinegoziazioni dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, parzialmente compensati dai minori proventi one-off legati alle rinegoziazioni finalizzate nel primo semestre 2016 con effetto retroattivo.

Per il commento agli special items v. pag. 25

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €77 milioni grazie al miglioramento della performance operativa.

Refining & Marketing e Chimica

	(€ milioni)	Primo semestre			
		2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		397	363	34	9,4
- Refining & Marketing		52	231	(179)	(77,5)
- Chimica		345	132	213	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		56	(152)		
Esclusione special item:		88	122		
- oneri ambientali		24	67		
- svalutazioni (riprese di valore nette)		58	34		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)	(4)		
- oneri per incentivazione all'esodo		3	4		
- derivati su commodity		(8)	14		
- differenze e derivati su cambi		(7)	(3)		
- altro		20	10		
Utile (perdita) operativo adjusted		541	333	208	62,5
- Refining & Marketing		231	110	121	110,0
- Chimica		310	223	87	39,0
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		2			
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		1	20		
Imposte sul reddito ^(a)		(190)	(105)		
Tax rate (%)		34,9	29,7		
Utile (perdita) netto adjusted		354	248	106	42,7

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €541 milioni che rappresenta un miglioramento di €208 milioni rispetto al primo semestre 2016, pari al 62,5%.

Il business Refining & Marketing ha registrato un utile operativo adjusted di €231 milioni, più che raddoppiato rispetto al primo semestre 2016 (+€121 milioni, +110%) grazie al recupero di quota di mercato sulla rete Italia e alle continue azioni di riduzione del margine di raffinazione di breakeven, attualmente stimato inferiore a 4 \$/barile in media per il 2017, che hanno consentito di beneficiare appieno del positivo andamento dello scenario nel corso del semestre. Le azioni di ottimizzazione definite hanno consentito di limitare le perdite attese dovute all'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto.

La Chimica ha registrato una performance record con €310 milioni di utile operativo adjusted (+39% rispetto al primo semestre 2016) pari all'intero 2015, anno di picco della storia recente della chimica Eni. Tale risultato riflette le profonde ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati con l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore e la chiusura dei siti marginali che hanno consentito di catturare il positivo andamento dello scenario, in particolare nelle olefine, e di realizzare efficienze di costo e recuperi di volume.

Per il commento agli special items v. pag. 25

L'**utile netto adjusted** di €354 milioni aumenta di €106 milioni per effetto del miglioramento della performance operativa.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

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'accrion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In tale ambito, dal ciclo di reporting 2017, è compresa la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali che sarà adottato nei conti GAAP con efficacia 1 gennaio 2018. Tale rettifica di risultato è coerente con le modalità con le quali il management valuta le performance di questo business e migliora rispetto al passato la correlazione tra ricavi e costi di competenza del periodo; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

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

Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted

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

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa

che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/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.

Net borrowings

Net borrowings is calculated as total finance debt less cash, cash equivalents and certain very liquid investments not related to operations, including among others non-operating financing receivables and securities not related to operations. Financial activities are qualified as "not related to operations" when these are not strictly related to the business operations.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni delle continuing operations.

Primo semestre 2017

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	2.479	(11)	397	(345)	154	2.674
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	56		(19)	(7)
Esclusione special item:						
- oneri ambientali			24	18		42
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(6)	58	8		61
- plusvalenze nette su cessione di asset	(342)		(2)			(344)
- accantonamenti a fondo rischi	88			49		137
- oneri per incentivazione all'esodo	5	34	3	3		45
- derivati su commodity		243	(8)			235
- differenze e derivati su cambi	(12)	(94)	(7)			(113)
- altro	41	70	20	(8)		123
Special item dell'utile (perdita) operativo	(219)	247	88	70		186
Utile (perdita) operativo adjusted	2.260	192	541	(275)	135	2.853
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	28	6	2	(390)		(354)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	187	(3)	1	28		213
Imposte sul reddito ^(a)	(1.284)	(118)	(190)	127	(38)	(1.503)
Tax rate (%)	51,9	60,5	34,9			55,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.191	77	354	(510)	97	1.209
<i>di competenza:</i>						
- interessenze di terzi						2
- azionisti Eni						1.207
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						983
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(6)
Esclusione special item						230
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.207

(a) Escludono gli special item.

Primo semestre 2016								
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	288	(71)	363	(260)	5	325		325
Esclusione (utile) perdita di magazzino		158	(152)		143	149		149
Esclusione special item:								
- oneri ambientali			67	34		101		101
- svalutazioni (riprese di valore) nette	105		34	9		148		148
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
- plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)		(4)
- accantonamenti a fondo rischi				1		1		1
- oneri per incentivazione all'esodo	4	1	4	2		11		11
- derivati su commodity	15	(144)	14			(115)		(115)
- differenze e derivati su cambi	25	(40)	(3)			(18)		(18)
- altro	5	153	10	(2)		166		166
Special item dell'utile (perdita) operativo	162	(31)	122	44		297		297
Utile (perdita) operativo adjusted	450	56	333	(216)	148	771		771
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	4		(155)		(266)		(266)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	37	(2)	20	3		58		58
Imposte sul reddito ^(a)	(710)	(55)	(105)	43	(46)	(873)		(873)
Tax rate (%)	..	94,8	29,7		
Utile (perdita) netto adjusted	(338)	3	248	(325)	102	(310)		(310)
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi						5		5
- azionisti Eni						(315)		(315)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.242)	413	(829)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						101		101
Esclusione special item						826	(413)	413
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(315)		(315)

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

	Primo semestre		
	(€ milioni)	2017	2016
Special item dell'utile (perdita) operativo		186	297
- oneri ambientali		42	101
- svalutazioni (riprese di valore) nette		61	148
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7
- plusvalenze nette su cessione di asset		(344)	(4)
- accantonamenti a fondo rischi		137	1
- oneri per incentivazione all'esodo		45	11
- derivati su commodity		235	(115)
- differenze e derivati su cambi		(113)	(18)
- altro		123	166
Oneri (proventi) finanziari		131	72
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		113	18
Oneri (proventi) su partecipazioni		66	343
di cui:			
- plusvalenze da cessione			(7)
- svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		68	373
Imposte sul reddito		(153)	114
di cui:			
- svalutazione imposte anticipate imprese italiane			149
- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro		(153)	(35)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		230	826

Stato patrimoniale riclassificato

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

Stato patrimoniale riclassificato ^(a)

(€ milioni)	30 giugno 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	67.585	70.793	(3.208)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.147	1.184	(37)
Attività immateriali	3.043	3.269	(226)
Partecipazioni	4.178	4.316	(138)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.868	1.932	(64)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.876)	(1.765)	(111)
	75.945	79.729	(3.784)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.858	4.637	221
Crediti commerciali	9.744	11.186	(1.442)
Debiti commerciali	(9.381)	(11.038)	1.657
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.286)	(3.073)	(213)
Fondi per rischi e oneri	(14.044)	(13.896)	(148)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.275	1.171	104
	(10.834)	(11.013)	179
Fondi per benefici ai dipendenti	(880)	(868)	(12)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	165	14	151
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.396	67.862	(3.466)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.881	53.037	(4.156)
Interessenze di terzi	48	49	(1)
Patrimonio netto	48.929	53.086	(4.157)
Indebitamento finanziario netto	15.467	14.776	691
COPERTURE	64.396	67.862	(3.466)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2016 (cambio EUR/USD 1,141 al 30 giugno 2017, contro 1,054 al 31 dicembre 2016, +8,3%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2017, una riduzione del capitale investito netto di circa €4.350 milioni, del patrimonio netto di circa €3.500 milioni e del debito di circa €850 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€75.945 milioni) è diminuito di €3.784 milioni rispetto al 31 dicembre 2016. La voce "immobili, impianti e macchinari" evidenzia una riduzione di €3.208 milioni. L'effetto cambio negativo, gli ammortamenti (€3.777 milioni) e le radiazioni di attività esplorative sono stati parzialmente compensati dagli investimenti tecnici (€4.923 milioni).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€165 milioni) riguardano essenzialmente il business retail gas & power in Belgio, la cui cessione è stata perfezionata il 10 luglio u.s.; e comprendono la società di scopo Coral South FLNG DMCC, temporaneamente controllata da Eni, per finanziare tramite project financing la realizzazione dell'unità di produzione LNG. È in corso la cessione delle quote di competenza agli altri partner del progetto. Maggiori informazioni sono fornite alla nota 26 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Riconduzione dell'utile complessivo

	Primo semestre	
	(€ milioni)	
	2017	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio	985	(1.237)
Componenti riclassificabili a conto economico	(3.708)	(519)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(3.512)	(875)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	2	
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(325)	428
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	51	34
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	76	(106)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(3.708)	(519)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(2.723)	(1.756)
di competenza:		
Azionisti Eni	(2.725)	(1.761)
- continuing operations	(2.725)	(1.348)
- discontinued operations		(413)
Interessenze di terzi	2	5
- continuing operations	2	5
- discontinued operations		

Patrimonio netto

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 1 gennaio 2016	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	(1.756)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Altre variazioni	(34)
Totale variazioni	(5.106)
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 30 giugno 2016	52.303
di competenza:	
- azionisti Eni	52.257
- intereszenze di terzi	46
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 1 gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.723)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	9
Totale variazioni	(4.157)
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 30 giugno 2017	48.929
di competenza:	
- azionisti Eni	48.881
- intereszenze di terzi	48

Il **patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi** (€48.929 milioni) è diminuito di €4.157 milioni per effetto delle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (€3.512 milioni), del pagamento del saldo dividendo 2016 (€1.440 milioni) e della variazione della riserva di cash flow hedge (€325 milioni).

Indebitamento finanziario netto e Leverage

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 azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	30 giugno 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.075	27.239	(164)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.042	6.675	367
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.033	20.564	(531)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.939)	(5.674)	735
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.305)	(6.404)	99
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(364)	(385)	21
Indebitamento finanziario netto	15.467	14.776	691
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.929	53.086	(4.157)
Leverage	0,32	0,28	0,04

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2017 è pari a €15.467 milioni con un aumento di €691 milioni rispetto al primo semestre 2016. Atteso in riduzione ad anno intero con la finalizzazione delle dismissioni definite.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €27.075 milioni, di cui €7.042 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €4.191 milioni) e €20.033 milioni a lungo termine.

Il **leverage** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,32 al 30 giugno 2017, in aumento rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione del total equity.

Rendiconto finanziario riclassificato

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

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Utile (perdita) netto - continuing operations		985	(824)	1.809
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		4.522	3.852	670
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(336)	(27)	(309)
- dividendi, interessi e imposte		1.523	1.083	440
Variazione del capitale di esercizio		(250)	772	(1.022)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(1.806)	(1.756)	(50)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.638	3.100	1.538
Investimenti tecnici		(4.923)	(4.879)	(44)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(50)	(1.152)	1.102
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		624	951	(327)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		239	(43)	282
Free cash flow		528	(2.023)	2.551
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)		(104)	5.199	(5.303)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		322	(1.822)	2.144
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.443)	(1.444)	1
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		(38)	(20)	(18)
FLUSSO DI CASSA NETTO		(735)	(110)	(625)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Free cash flow		528	(2.023)	(2.551)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			5.820	5.820
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		224	704	480
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.443)	(1.444)	(1)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(691)	3.057	3.748

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

(b) La voce include 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:

	(€ milioni)	Primo semestre		
		2017	2016	Var. ass.
Investimenti:				
- titoli		(74)	(1.220)	1.146
- crediti finanziari		(77)	(173)	96
		(151)	(1.393)	1.242
Disinvestimenti:				
- titoli		24		24
- crediti finanziari		23	6.592	(6.569)
		47	6.592	(6.545)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		(104)	5.199	(5.303)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €4,64 miliardi che si ridetermina in €4,88 miliardi prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione.

I fabbisogni per gli investimenti del periodo di €4,97 miliardi risentono del picco di spending legato alla finalizzazione di alcuni grandi progetti avviati come da programma nel corso del primo semestre 2017 (Angola, Ghana e Indonesia).

Su base pro-forma, escludendo cioè la quota di investimenti di competenza degli operatori che hanno acquisito quote di asset esplorativi in sviluppo con retrodatazione degli effetti economici (Egitto e Mozambico) e che saranno rimborsati al closing delle relative transazioni, nonché gli anticipi incassati dai partner di stato nel progetto Zohr, gli investimenti del semestre si rideterminano in €4,27 miliardi. L'eccedenza rispetto ai €4,88 miliardi di flusso di cassa organica contribuisce per circa €0,70 miliardi alla copertura del dividendo. Gli incassi da dismissioni di €0,62 miliardi sono relativi principalmente al closing avvenuto nel primo trimestre della transazione con BP per la cessione del 10% dell'asset Zohr (€0,56 miliardi) e comprendono il rimborso degli investimenti sostenuti dal 1° gennaio 2016 (la quota 2017 è di \$64 milioni). Sul flusso di cassa del semestre ha inoltre inciso il minor volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €0,29 miliardi).

Investimenti tecnici

	Primo semestre				
	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		4.615	4.509	106	2,4
- acquisto di riserve proved e unproved			2	(2)	
- ricerca esplorativa		284	170	114	
- sviluppo		4.309	4.293	16	
- altro		22	44	(22)	
Gas & Power		49	44	5	11,4
Refining & Marketing e Chimica		251	212	39	18,4
- Refining & Marketing		179	140	39	27,9
- Chimica		72	72		
Corporate e altre attività		16	20	(4)	(20,0)
Effetto eliminazione utili interni		(8)	94		
Investimenti tecnici		4.923	4.879	44	0,9

Nel primo semestre 2017 gli investimenti tecnici di €4.923 milioni (€4.879 milioni nel primo semestre 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.309 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Iraq e Indonesia. Le attività di ricerca esplorativa (€284 milioni) hanno riguardato in particolare in Cipro, Norvegia, Libia, Egitto e Messico;
- l'attività di raffinazione (€141 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€38 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€34 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€14 milioni).

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	30 giugno 2017		31 dicembre 2016	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			67.585		70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.147		1.184
Attività immateriali			3.043		3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			4.178		4.316
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7 e nota 14)		1.868		1.932
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.876)		(1.765)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 7)	321		171	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	(vedi nota 16)	326		222	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(2.523)		(2.158)	
Totale Capitale immobilizzato			75.945		79.729
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.858		4.637
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		9.744		11.186
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(9.381)		(11.038)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.286)		(3.073)
- passività per imposte sul reddito correnti		(426)		(426)	
- passività per altre imposte correnti		(1.948)		(1.293)	
- passività per imposte differite		(6.228)		(6.667)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 24)	(31)		(44)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(5)		(8)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)			1	
- attività per imposte sul reddito correnti		303		383	
- attività per altre imposte correnti		433		689	
- attività per imposte anticipate		4.084		3.790	
- altre attività per imposte	(vedi nota 16)	532		502	
Fondi per rischi ed oneri			(14.044)		(13.896)
Altre attività (passività), composte da:			1.275		1.171
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	63		86	
- altri crediti	(vedi nota 7)	5.269		5.692	
- altre attività (correnti)		1.432		2.591	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 16)	671		624	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 18)	(3.047)		(3.499)	
- altre passività (correnti)		(1.547)		(2.599)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 24)	(1.566)		(1.724)	
Totale Capitale di esercizio netto			(10.834)		(11.013)
Fondi per benefici ai dipendenti			(880)		(868)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			165		14
composte da:					
- attività destinate alla vendita		355		14	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(190)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			64.396		67.862
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			48.929		53.086
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.075		27.239
- passività finanziarie a lungo termine		20.033		20.564	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		4.191		3.279	
- passività finanziarie a breve termine		2.851		3.396	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(4.939)		(5.674)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività	(vedi nota 5 e nota 6)		(6.305)		(6.404)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)		(364)		(385)
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			15.467		14.776
COPERTURE			64.396		67.862

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 21 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre 2017		2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto - continuing operations		985		(824)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.522		3.852
- ammortamenti	3.777		3.705	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	61		148	
- radiazioni	193		121	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(85)		(81)	
- altre variazioni	546		(49)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	30		8	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(336)		(27)
Dividendi, interessi e imposte		1.523		1.083
- dividendi	(69)		(55)	
- interessi attivi	(98)		(120)	
- interessi passivi	339		319	
- imposte sul reddito	1.351		939	
Variazione del capitale di esercizio		(250)		772
- rimanenze	(356)		30	
- crediti commerciali	1.032		1.537	
- debiti commerciali	(1.323)		(40)	
- fondi per rischi e oneri	133		(953)	
- altre attività e passività	264		198	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(1.806)		(1.756)
- dividendi incassati	102		87	
- interessi incassati	23		67	
- interessi pagati	(311)		(394)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.620)		(1.516)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.638		3.100
Investimenti tecnici		(4.923)		(4.879)
- attività materiali	(4.796)		(4.847)	
- attività immateriali	(127)		(32)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(50)		(1.152)
- partecipazioni	(50)		(1.152)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda				
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		624		62
- attività materiali	563		9	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			(415)	889
- partecipazioni	61		468	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		239		(43)
- investimenti finanziari: titoli	(74)		(1.225)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(384)		(624)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	543		31	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	151		1.393	
- disinvestimenti finanziari: titoli	25		7	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	331		6.916	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(306)		51	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(47)		(6.592)	
Free cash flow		528		(2.023)

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre			
	2017		2016	
	Valori parziali da schema	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		528		(2.023)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento <i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>		(104)		5.199
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(151)		(1.393)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	47	322	6.592	(1.822)
- assunzione debiti finanziari non correnti	755		2.103	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(269)		(1.969)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(164)		(1.956)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.443)		(1.444)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)		(1.440)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(4)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(45)	(45)	(19)	(19)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations			889	
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	7	7	(1)	(1)
Flusso di cassa netto	(735)	(735)	(110)	(110)

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati dell'Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, l'utile operativo e il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione non è esposta al rischio prezzo in considerazione della significativa presenza di contratti PSA nel portafoglio Eni che garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola al rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2017 di 55 \$/bbl, per ogni variazione di $-/+ 1$ \$/bbl l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

Nel corso del primo semestre 2017, il settore petrolifero ha registrato andamenti contrapposti, sintomo dell'incertezza diffusa tra i market participants circa i tempi di riequilibrio dei fondamentali della domanda e dell'offerta globale di greggio. Nel primo trimestre i prezzi del petrolio hanno mantenuto un trend crescente, sostenuto dall'effetto annuncio dei tagli OPEC. Nel secondo trimestre si è assistito a un'inversione di tendenza con le quotazioni del marker di riferimento Brent scese fino a 10 \$/bbl in meno rispetto alla media di 54\$ del primo trimestre a causa dell'inaspettata accelerazione dell'offerta produttiva da parte di Libia e Nigeria, paesi aderenti al cartello ma esonerati dai tagli, della tenuta produttiva del tight oil USA e dell'elevato livello delle scorte. Eni ritiene che tale inversione di tendenza nell'andamento del prezzo del petrolio sia di natura temporanea, poiché nella seconda metà dell'anno si dispiegherà il pieno effetto dei tagli OPEC e dei 10 paesi produttori (tra i quali in particolare la Russia) che hanno aderito all'iniziativa del cartello. I tagli saranno in vigore fino al marzo 2018 e riguardano una produzione di 1,8 milioni di barili/giorno rispetto al livello dell'ottobre 2016 rispetto al quale tutti i paesi dell'accordo sono arrivati spingendo al massimo le produzioni. Pertanto il 2017 alla luce delle più recenti stime della IEA e delle previsioni aggiornate Eni presenta un importante deficit produttivo, anche se lo scostamento tra offerta e domanda globale diminuisce da $-0,8$ Mb/g a $-0,6$ Mb/g a causa della revisione di stima della crescita domanda (da $+1,4$ a $+1,3$ Mb/g) e dell'inaspettata rapidità di rientro sul mercato delle produzioni di Libia e Nigeria nel secondo trimestre. In particolare sono mantenuti invariati i deficit produttivi del terzo e quarto trimestre 2017 (superiori al milione di boe/d). Su queste basi Eni conferma la previsione di prezzo di 55 \$/bbl per il 2017 (consuntivo primo semestre 51,8 \$/bbl), invariata rispetto alle proiezioni del piano industriale '17-'20. La previsione Eni è in linea con il consensus di mercato costituito dalle previsioni delle principali banche d'affari.

Guardando al medio-lungo termine, il management prevede il progressivo rafforzamento del prezzo del petrolio sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta, considerando il probabile deficit produttivo che comporterà massicci tagli agli investimenti fatti dalle compagnie petrolifere internazionali in risposta alla contrazione dei cash flow ai livelli correnti di prezzo. In tale ottica il management intende mantenere per il prossimo esercizio di pianificazione industriale l'assunzione di prezzo di lungo termine di 70 \$/bbl al 2020 (72\$ al 2021 che incorpora l'inflazione di lungo termine pari a

circa il 2%). Tuttavia valutati i rischi e le incertezze di tali scenari globali, relativi in particolare all'effettivo rispetto degli impegni di riduzione dell'output da parte dei Paesi del cartello e della Russia, l'evoluzione dei costi marginali e dei rendimenti per rig delle produzioni unconventional USA e l'andamento macroeconomico globale, la direzione aziendale conferma un approccio prudentiale nelle decisioni d'investimento adottando una rigorosa "capital discipline". Per il 2017, Eni prevede un livello di spending di €7,8 miliardi, al netto dei rimborsi connessi alle dismissioni e degli anticipi da parte delle società di Stato partner previsti in relazione al progetto Zohr in Egitto, in calo del 16% rispetto al 2016. Nonostante la riduzione degli investimenti, il tasso di crescita della produzione d'idrocarburi nel 2017 è previsto pari al 5%, in coerenza con il target di incremento medio annuo del 3% post portafoglio nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management ha fatto leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti, sulle rinegoziazioni dei contratti per la fornitura di beni d'investimento e servizi petroliferi e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Tali azioni, unitamente alla ristrutturazione dei business mid e downstream e al ridimensionamento dei costi corporate, hanno l'obiettivo di ridurre il livello di prezzo del Brent al quale la Compagnia consegue la cash neutrality, cioè la copertura dei fabbisogni per investimenti e il pagamento del dividendo base (floor dividend) attraverso il cash flow operativo, stimata a circa 60 \$/bbl per il 2017.

Nell'attuale fase di debolezza della commodity, il contenimento degli investimenti rimane la variabile cruciale per il conseguimento dell'equilibrio patrimoniale, considerato che l'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve d'idrocarburi. Nonostante il taglio del 18% degli investimenti previsto per il 2017 (-14% realizzato nel primo semestre), nella seconda metà dell'anno il management potrebbe ulteriormente riconsiderare il livello dei capex in funzione dell'evoluzione delle condizioni di mercato. Storicamente i nostri investimenti tecnici sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Nonostante la riduzione del livello di Brent che consente l'autofinanziamento degli investimenti tecnici (per il 2017 stimato al di sotto dei 45 \$/bbl), il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi politici; (v) l'efficiente gestione del circolante.

Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti. Alla data della presente relazione semestrale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali); ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Sulla base di tali considerazioni, una fase prolungata di prezzi depressi delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i nostri programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni. Inoltre, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di

ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2016 maggiori entitlement di produzione rispetto al 2015, pari a circa 20 mila boe/giorno, o 1.900 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio. Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

Rischio Paese

Al 31 dicembre 2016 circa l'85% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti di Stato che ritirano la produzione nei progetti di sviluppo nei quali sono partner di Eni, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche, e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry Oil & Gas con impatti anche a livello mediatico; (vi) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vii) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici; (viii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Nel recente passato la Libia è stato uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti a questo tipo di rischio, in conseguenza del vasto movimento politico e sociale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba". In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate in una rivoluzione armata e nel cambio di regime, ai quali ha fatto seguito un lungo conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile. Da circa un paio d'anni le attività petrolifere Eni nel Paese marciano con una certa regolarità ed in linea con i piani aziendali; nel primo semestre 2017 la produzione equity Eni è stata di 367 mila boe/giorno, rispetto alla media di 353 mila boe/giorno del 2016 che costituisce il livello più elevato dal 2010. Nonostante questo e altri sviluppi positivi, come la riapertura dell'ambasciata italiana a Tripoli, si ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta oltre il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza rimarrà significativa nel medio termine. Nell'ipotesi di eventi avversi di maggiore rilevanza quali la ripresa del conflitto interno, atti di guerra, sabotaggi, tensioni sociali, proteste di massa e altri disordini civili, Eni potrebbe essere costretta per il venir meno delle condizioni di sicurezza a interrompere in parte o in tutto le attività produttive presso gli impianti localizzati nel Paese per periodi più o meno prolungati, il che potrebbe determinare gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

Per quanto riguarda l'Egitto, Paese in cui Eni investirà significativamente nell'arco del prossimo piano quadriennale, in particolare nel giacimento di Zohr, la situazione politica e sociale sta evolvendo verso

una certa stabilità. Il governo ha recentemente introdotto una serie di provvedimenti economici, concordati con il FMI, allo scopo di stabilizzare le finanze dello Stato che sono state impattate dopo gli eventi della primavera araba, dalla riduzione del turismo e dalla svalutazione della moneta. Le operazioni di Eni nel Paese non hanno registrato a oggi nessuna interruzione per fattori geopolitici; inoltre si registrano importanti progressi nel recupero dei crediti scaduti per le forniture di idrocarburi di produzione Eni alle compagnie petrolifere di Stato.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di “disruption” è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società in particolare nell’area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva. Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2017- 2020 un taglio lineare (“haircut”) quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell’esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto “worst case scenario”) ai quali sono associabili interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

Data l’entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica degli oltre 70 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico- finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

Nello scenario corrente, il declino del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni importanti Paesi, in particolare Venezuela e Nigeria, con l’aumento del rischio default e di conseguenza dell’instabilità politica, sociale ed economica. Eni è partner delle società petrolifere di tali Stati nell’esecuzione di progetti di sviluppo; inoltre in numerosi ambiti Eni fornisce quote importanti di produzione equity alle società petrolifere di Stato. A protezione di Eni, gli accordi di JV prevedono generalmente “clausole di default” a tutela dei partner non defaulting che prevedono che questi ultimi possano rivalersi sulle quote di produzione dei partner in default o subentrare nei diritti. Inoltre il Gruppo con riferimento a situazioni creditorie di particolare criticità ha definito, d’accordo con le controparti di Stato, dei pacchetti di “securitization” o piani di rientro delle esposizioni commerciali o per “chiamate fondi” che prevedono il rimborso in più tranche degli ammontari dovuti a Eni attraverso gli introiti della vendita di produzioni di proprietà delle controparti di Stato in iniziative operate da Eni o di altra provenienza. In alcuni casi i piani di rientro prevedono il rimborso a valere su produzioni da iniziative di sviluppo incrementali, pertanto soggette al rischio minerario. In tali circostanze, Eni rileva a conto economico gli oneri da attualizzazione del flusso futuro di rimborsi dei crediti utilizzando come fattore di sconto il WACC del relativo Paese per riflettere tale maggiore rischiosità rispetto alla semplice attualizzazione finanziaria. È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite su tali esposizioni qualora il quadro finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente. Anche il Mozambico è in una situazione di stress finanziario, tuttavia l’esposizione Eni verso il Paese è a oggi non significativa, fatti salvi i rischi di carattere generale descritti nel presente paragrafo.

Rischi specifici dell’attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d’idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

L’attività esplorativa presenta il rischio dell’esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d’idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente dalla capacità dell’azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l’esplorazione di successo, l’efficacia e l’efficienza delle attività di sviluppo, l’applicazione di miglioramenti

tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

L'attività upstream è esposta per sua natura ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché danni alla proprietà. Considerata l'instabilità degli idrocarburi e la complessità delle operazioni di giacimento, Eni è esposta al rischio di incidenti quali fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi di gravità tale da poter causare potenzialmente perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento e altre ricadute e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi).

Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni deep offshore, per la ricerca e sfruttamento di idrocarburi liquidi per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca e sviluppo d'idrocarburi.

Nel 2016 Eni ha derivato circa il 53% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'oil industry considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti. Il processo di sviluppo è in genere un periodo piuttosto lungo, che comprende la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, la fase di ingegneria di front end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche.

La redditività dei progetti è inoltre esposta alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quello sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo e produzione. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili, dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative. I giacimenti d'idrocarburi sono talora localizzati in ecosistemi e habitat naturali sensibili (Artico, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri) nei quali la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale comporta la dilatazione dei tempi di sviluppo e l'aumento dei costi. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente evidenti benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la fasatura dei progetti, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front end del progetto e un maggior grip sulla gestione di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di early production facilities e facilities refurbished). Sulle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio di blowout. La Società mantiene un controllo rigoroso sulle analisi del rischio geologico, ingegneria e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, o pozzi PEE (potenziale esposizione economica) con focus sulle tecnologie e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusa la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di formazione.

Detto questo, Eni possiede un portafoglio di pozzi caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione ed elevata temperatura, che implicano un aumento della complessità operativa, del rischio associato e dell'esposizione economica. In particolare Eni prevede un'incidenza del 16% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 40% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas da pozzi, pipeline, depositi e condutture, rilascio di contaminanti, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalla geografia e dalle condizioni climatiche degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette, dalla complessità tecnica delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide o gassose anche in funzione della delicatezza degli ecosistemi circostanti (ad esempio onshore vs offshore, habitat sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, raffinerie localizzate in prossimità di aree urbane). Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. L'accadimento di eventi del tipo di quelli descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche, è in grado di comportare potenzialmente rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi). Le leggi ambientali prevedono che chi inquina debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti, sversamenti e perdite di varia natura. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali considerata la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati, con possibili conseguenze negative anche rilevanti sui risultati della gestione, il cash flow, la reputazione e i ritorni per l'azionista. In tale ambito si registra l'interruzione dell'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") protrattasi per quasi un intero trimestre (18 aprile-18 luglio), che è stata disposta da un provvedimento amministrativo dell'Ente territoriale Regione Basilicata motivato dal rinvenimento di tracce di idrocarburi nelle aree antistanti il COVA. Nonostante la tempestività e l'efficacia delle misure di remediation attuate dall'Eni, la fermata del COVA ha avuto un impatto non trascurabile sui risultati semestrali dell'Eni.

Inoltre con particolare riguardo all'Italia, Eni è esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione a certi siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche che sono state progressivamente dismesse, chiuse, smantellate o riconvertite. Nei siti dismessi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione ambientale corrente. In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali (ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro ambientale).

Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di “proprietario non colpevole” poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d’inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali passività ambientali. Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un’obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l’ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall’eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività aggiuntive in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d’interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e all’esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio.

Con specifico riferimento all’attività di ricerca e produzione degli idrocarburi in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell’orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

Maggiori informazioni sui rischi HSE compresi i rischi legati al climate-change e sulle modalità Eni di gestione e controllo si rinvia alla sezione “Fattori di rischio e incertezza” della Relazione Finanziaria Annuale 2016.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono deboli a causa dell’eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale, e della debole dinamica della domanda penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche in particolare lo sviluppo delle rinnovabili e l’economicità del carbone, nonché del quadro incerto delle politiche europee in materia di energia, compreso il ruolo del nucleare, e ambiente. Tra il 2017 e il 2020 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. L’aumento dei consumi nel settore termoelettrico, calmierato dalla crescita delle rinnovabili, sarà compensato da una riduzione dei consumi nei settori finali, a causa degli interventi di efficienza energetica prevalentemente concentrata nel segmento civile.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term che prevedono clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2016, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente indicizzato per circa il 70% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti formule oil-linked, riducendo il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d’acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e il permanere di offerta abbondante determinerà una notevole pressione competitiva. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all’hub virtuale italiano (PSV) principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l’obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo.

L’esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all’entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all’arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l’esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Nel medio termine questo rischio sarà mitigato dalla riduzione degli impegni contrattuali d'acquisto dovuto alla scadenza di alcuni contratti. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,3 miliardi alla data della presente relazione semestrale. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno quasi completamente ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civile potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

Evoluzione prevedibile della gestione

Exploration & Production

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

Produzione 2017: confermato il target di 1,84 milioni boe/g (+5% rispetto al 2016) grazie agli avvii di nuovi progetti (Indonesia, Angola e Ghana) e ai ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016, principalmente in Kazakhstan, Egitto e Norvegia. L'imprevista interruzione dell'attività produttiva in Val d'Agri protrattasi per quasi un intero trimestre e gli effetti dei tagli OPEC saranno compensati dalle ulteriori iniziative di ottimizzazione della produzione messe in atto e dall'avvio anticipato dei grandi progetti in Angola, Indonesia e Ghana.

Gas & Power

Previsto **risultato strutturale positivo dal 2017**.

Confermati i **miglioramenti attesi della posizione di costo** attraverso interventi sui contratti long-term in gran parte già finalizzati nel corso del primo semestre.

Obiettivo di **mantenimento della quota di mercato** nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti grazie allo sviluppo di offerte commerciali innovative, ai servizi integrati e all'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi.

Refining & Marketing e Chimica

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

Lavorazioni in conto proprio attese in leggero calo a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti presso la raffineria Sannazzaro e della fermata di Taranto, in parte compensati da maggiori volumi a Livorno e Milazzo. In un contesto di forte pressione competitiva, Eni prevede di mantenere **i volumi venduti di prodotti petroliferi rete e la quota di mercato in Italia**, facendo leva sulla differenziazione dell'offerta e sull'innovazione. In Europa volumi a perimetro omogeneo in leggera crescita.

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

Gruppo

Confermato l'obiettivo di **riduzione dei capex 2017** su base proforma di circa il **18%** vs 2016, cioè al netto dei rimborsi connessi alle dismissioni e agli anticipi da parte dei partner di Stato nel progetto Zohr in Egitto.

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

Leverage a fine 2017: in netta riduzione rispetto al 2016 anche grazie al perfezionamento di operazioni di portafoglio, tra cui in particolare la cessione del Mozambico.

Altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 37 al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del Codice Civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento. Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali¹ è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

¹ Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza."

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

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

60	Schemi contabili
67	Note al bilancio consolidato
117	Attestazione del management
118	Relazione della Società di revisione

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	30.06.2017		31.12.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.939		5.674	
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.082		6.166	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(6)	223		238	
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	15.836	988	17.593	1.100
Rimanenze	(8)	4.858		4.637	
Attività per imposte sul reddito correnti		303		383	
Attività per altre imposte correnti		433		689	
Altre attività correnti	(9) (25)	1.432	24	2.591	57
		34.106		37.971	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(10)	67.585		70.793	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		1.147		1.184	
Attività immateriali	(11)	3.043		3.269	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	3.944		4.040	
Altre partecipazioni	(13)	234		276	
Altre attività finanziarie	(14)	1.793	1.317	1.860	1.349
Attività per imposte anticipate	(15)	4.084		3.790	
Altre attività non correnti	(16) (25)	1.529	13	1.348	13
		83.359		86.560	
Attività destinate alla vendita	(26)	355	35	14	
TOTALE ATTIVITA'		117.820		124.545	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(17)	2.851	182	3.396	191
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)	4.191		3.279	
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	14.956	2.611	16.703	2.289
Passività per imposte sul reddito correnti	(19)	426		426	
Passività per altre imposte correnti		1.948		1.293	
Altre passività correnti	(20) (25)	1.547	55	2.599	88
		25.919		27.696	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)	20.033		20.564	
Fondi per rischi e oneri	(22)	14.044		13.896	
Fondi per benefici ai dipendenti		880		868	
Passività per imposte differite	(23)	6.228		6.667	
Altre passività non correnti	(24) (25)	1.597	23	1.768	23
		42.782		43.763	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(26)	190			
TOTALE PASSIVITA'		68.891		71.459	
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi		48		49	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(60)			189	
Altre riserve		44.534		52.329	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Acconto sul dividendo				(1.441)	
Utile (perdita) netto del periodo		983		(1.464)	
Totale patrimonio netto di Eni		48.881		53.037	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		48.929		53.086	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		117.820		124.545	

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2017		I semestre 2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(30)	33.690	990	26.760	607
Altri ricavi e proventi		626	4	502	17
Totale ricavi		34.316		27.262	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(31)	26.066	5.049	21.420	3.957
Costo lavoro		1.562	11	1.544	18
Altri proventi (oneri) operativi		17	183	1	111
Ammortamenti		3.777		3.705	
Svalutazioni (riprese di valore) nette		61		148	
Radiazioni		193		121	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		2.674		325	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	(32)	2.272	67	3.190	75
Oneri finanziari		(3.230)	(19)	(3.420)	(13)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(51)		(53)	
Strumenti finanziari derivati		524		(5)	
		(485)		(288)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	85		81	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		62		(3)	
		147		78	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE					
Imposte sul reddito	(34)	(1.351)		(939)	
Utile (perdita) netto del periodo - Continuing operations		985		(824)	
Utile (perdita) netto del periodo - Discontinued operations				(413)	
Utile (perdita) netto del periodo		985		(1.237)	
Di competenza Eni:					
- continuing operations		983		(829)	
- discontinued operations				(413)	
		983		(1.242)	
Interessenze di terzi:					
- continuing operations		2		5	
- discontinued operations					
		2		5	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni					
(ammontari in € per azione)	(35)				
- semplice		0,27		(0,34)	
- diluito		0,27		(0,34)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations					
(ammontari in € per azione)	(35)				
- semplice		0,27		(0,23)	
- diluito		0,27		(0,23)	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2017	I semestre 2016
Utile (perdita) netto del periodo		985	(1.237)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(3.512)	(875)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(27)	2	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(27)	(325)	428
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(27)	51	34
Effetto fiscale	(27)	76	(106)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(3.708)	(519)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		(2.723)	(1.756)
Di competenza Eni:			
- continuing operations		(2.725)	(1.348)
- discontinued operations			(413)
		(2.725)	(1.761)
Interessenze di terzi:			
- continuing operations		2	5
- discontinued operations			
		2	5

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																	
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi 31 dicembre 2015		4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409
Utile (perdita) del primo semestre 2016													(1.242)	(1.242)		5	(1.237)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																	
Componenti riclassificabili a conto economico																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							(1)	(874)						(875)		(875)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					322									322		322	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								34						34		34	
					322		(1)	34	(874)				(1.242)	(519)		(519)	
Utile (perdita) complessivo del periodo					322		(1)	34	(874)				(1.242)	(1.761)		5	(1.756)
Operazioni con gli azionisti																	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)												1.440	(2.880)	(1.440)		(1.440)	
Attribuzione del dividendo di altre società																(4)	(4)
Destinazione utile residuo 2015										(11.658)		11.658		(1.440)		(4)	(1.444)
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Esclusione dell'area di consolidamento del gruppo Saipem per cessione del controllo																(1.872)	(1.872)
Rigiro effetti relativi alle discontinued operations											(8)		(20)	(28)		(28)	
Altre variazioni								(19)			12			(7)		1	(6)
								(19)			4			(20)	(35)	(1.871)	(1.906)
Saldi al 30 giugno 2016		4.005	959	581	(152)	8	(102)	195	8.255	(581)	40.331	(1.440)	(222)	52.257	46	52.303	
Utile (perdita) del secondo semestre 2016													(222)	(222)		2	(220)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																	
Componenti non riclassificabili a conto economico																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(19)							(19)		(19)	
							(19)							(19)		(19)	
Componenti riclassificabili a conto economico																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								9	2.064					2.073		2.073	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(4)									(4)		(4)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					341									341		341	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								(2)						(2)		(2)	
					341	(4)	9	(2)	2.064				(222)	2.408		2.408	
Utile (perdita) complessivo del periodo					341	(4)	(10)	(2)	2.064				(222)	2.167		2	2.169
Operazioni con gli azionisti																	
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)												(1.441)		(1.441)		(1.441)	
												(1.441)		(1.441)		(1.441)	
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Altre variazioni								18			36			54		1	55
								18			36			54		1	55
Saldi al 31 dicembre 2016	(27)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086	

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	(27)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile del primo semestre 2017													983	983	2	985
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									(3.512)				(3.512)			(3.512)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(27)					2							2			2
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(27)				(249)								(249)			(249)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(27)							51					51			51
Utile (perdita) complessivo del periodo					(249)	2		51	(3.512)				(3.708)			(3.708)
Operazioni con gli azionisti					(249)	2		51	(3.512)				983	(2.725)	2	(2.723)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)												1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società															(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016											(4.345)		4.345			
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni											9		9			9
Saldi al 30 giugno 2017	(27)	4.005	959	581	(60)	6	(112)	262	6.807	(581)	36.031		983	48.881	48	48.929

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2017	I semestre 2016
Utile (perdita) netto del periodo - Continuing operations		985	(824)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(31)	3.777	3.705
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(31)	61	148
Radiazioni	(31)	193	121
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	(85)	(81)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(336)	(27)
Dividendi	(33)	(69)	(55)
Interessi attivi		(98)	(120)
Interessi passivi		339	319
Imposte sul reddito	(34)	1.351	939
Altre variazioni		546	(49)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(356)	30
- crediti commerciali		1.032	1.537
- debiti commerciali		(1.323)	(40)
- fondi per rischi e oneri		133	(953)
- altre attività e passività		264	198
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(250)	772
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		30	8
Dividendi incassati		102	87
Interessi incassati		23	67
Interessi pagati		(311)	(394)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(1.620)	(1.516)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.638	3.100
-di cui verso parti correlate	(37)	(1.660)	(1.654)
Investimenti:			
- attività materiali	(10)	(4.796)	(4.847)
- attività immateriali	(11)	(127)	(32)
- partecipazioni	(13)	(50)	(1.152)
- titoli		(74)	(1.225)
- crediti finanziari		(384)	(624)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		543	31
Flusso di cassa degli investimenti		(4.888)	(7.849)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		563	9
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(28)		(415)
- partecipazioni		61	468
- titoli		25	7
- crediti finanziari		331	6.916
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(306)	51
Flusso di cassa dei disinvestimenti		674	7.036
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.214)	(813)
-di cui verso parti correlate	(37)	(1.660)	5.445

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2017	I semestre 2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(21)	755	2.103
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(21)	(269)	(1.969)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(17)	(164)	(1.956)
		322	(1.822)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.440)	(1.440)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.121)	(3.266)
- di cui verso parti correlate	(37)	(1)	160
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		7	(1)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations			889
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(45)	(19)
Flusso di cassa netto del periodo		(735)	(110)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)		5.674	5.209
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)		4.939	5.099

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato (di seguito "bilancio semestrale") è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi". Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

Nel bilancio semestrale sono applicati gli stessi principi di consolidamento e criteri di valutazione illustrati in sede di redazione dell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2017" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio semestrale al 30 giugno 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 luglio 2017 è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della EY SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 Modifica dei criteri contabili

Non vi sono state modifiche nei criteri contabili.

3 Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento alle stime contabili e ai giudizi significativi operati dalla Direzione Aziendale si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si rinvia, si segnala quanto segue.

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17) che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 7 giugno 2017, lo IASB ha emesso l'IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (di seguito IFRIC 23), contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Al riguardo, si segnala che, con riferimento all'implementazione delle disposizioni dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con clienti" (di seguito IFRS 15) e dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), nel corso del primo semestre 2017 è proseguita l'attività, avviata nell'esercizio 2016, volta ad individuarne i potenziali impatti. In particolare, relativamente all'IFRS 15, da un lato, è proseguita la mappatura delle fattispecie potenzialmente impattate dal principio, confermando nella sostanza gli ambiti di interesse già indicati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale (v. nota n. 7 "Principi contabili di recente emanazione") a cui si rinvia; dall'altro, per le casistiche individuate, sono state attivate le analisi per identificare gli effetti connessi con l'applicazione delle nuove disposizioni. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, sulla base delle analisi sin ora condotte e che proseguiranno nel secondo semestre, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente: (i) per il settore Exploration & Production, la rappresentazione dei rapporti con i partner delle iniziative minerarie in relazione alla loro eventuale qualificazione come soggetti differenti da clienti. La fattispecie interessa in particolare la rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. production imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method) anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method); (ii) per il settore Gas & Power, la capitalizzazione dei costi per acquisizione della clientela, purché ne sia dimostrata la recuperabilità, e il relativo ammortamento sulla base della durata stimata del contratto; (iii) l'eventuale rappresentazione di alcune fattispecie di ricavi in altre voci del conto economico senza impatti sul risultato operativo e sul risultato netto.

Con riferimento all'IFRS 9, sulla base delle analisi sin ora condotte, gli ambiti oggetto di impatto del nuovo principio riguardano essenzialmente: (i) l'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie, in luogo del modello dell'incurred loss previsto dalle disposizioni dello IAS 39; (ii) per le partecipazioni minoritarie, l'allineamento del relativo valore al fair value, nei casi in cui il costo non rappresenti un'adeguata approssimazione del fair value.

Nel corso del secondo semestre proseguiranno le analisi per l'assessment dei possibili impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 e dell'IFRS 9, nonché per l'identificazione delle modalità di rappresentazione degli effetti in sede di prima adozione dei nuovi principi, tenuto anche conto delle opzioni previste. Ad ogni modo, sulla base delle analisi sin ora condotte, considerando i valori in essere al 31 dicembre 2016, le disposizioni dell'IFRS 15 e quelle dell'IFRS 9 non determinano impatti complessivamente significativi sul patrimonio netto.

Attività correnti

5 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	997	996
Altri titoli	5.085	5.170
	6.082	6.166

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.082 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) possedute principalmente da Eni SpA, costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato o per far fronte a fabbisogni imprevisti. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Gli altri titoli di €5.085 milioni (€5.170 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano essenzialmente titoli emessi da imprese industriali per €2.762 milioni (€2.575 milioni al 31 dicembre 2016) e da Istituti finanziari e assicurativi per €2.314 milioni (€2.587 milioni al 31 dicembre 2016).

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €876 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016).

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

6 Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	200	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	23	28
	223	238

I titoli non strumentali all'attività operativa di €223 milioni (€238 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli sono indicati alla nota n. 27 – Patrimonio netto.

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

7 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Crediti commerciali	9.744	11.186
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	63	86
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	75	72
- non strumentali all'attività operativa	364	385
	502	543
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	321	171
- altri	5.269	5.693
	5.590	5.864
	15.836	17.593

Il decremento dei crediti commerciali di €1.442 milioni è riferito al settore Gas & Power per €1.156 milioni per effetto della stagionalità delle vendite di gas.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.411 milioni (€2.371 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
Valore al 31.12.2016	1.817	68	486	2.371
Accantonamenti	191		8	199
Utilizzi	(82)	(1)		(83)
Altre variazioni	(40)	(5)	(31)	(76)
Valore al 30.06.2017	1.886	62	463	2.411

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €191 milioni è riferito al settore Gas & Power per €162 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio di controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €82 milioni è riferito al settore Gas & Power per €76 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

Nel corso del primo semestre 2017 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2017 di €1.482 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2016 con scadenza 2017). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power (€1.139 milioni) e al settore Refining & Marketing & Chimica (€343 milioni).

I crediti commerciali al 30 giugno 2017 del settore Exploration & Production di €1.298 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono: (i) crediti per forniture di idrocarburi equity alle controparti di Stato in Egitto per €310 milioni (€611 milioni al 31 dicembre 2016) dove, per effetto della progressiva attuazione di un piano di rientro dello scaduto e di altri accordi industriali e commerciali con le suddette controparti, nel corso del semestre è stato azzerato l'outstanding dello scaduto pari a circa €420 milioni al 31 dicembre 2016; tra questi accordi rientra l'incasso di anticipi dai partner di Stato a valere sulle forniture future di gas del progetto Zohr in fase di sviluppo (€40 milioni al 30 giugno 2017) che riducono ulteriormente l'esposizione Eni verso il Paese; (ii) crediti per il recupero di investimenti pregressi nei confronti di controparti di Stato dell'Iran per €155 milioni rilevati sulla base del settlement agreement definito nel 2015 che si riducono, rispetto al saldo di €264 milioni al 31 dicembre 2016, in attuazione di un piano di rientro mediante incassi derivanti dalla vendita di produzioni equity delle controparti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €138 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €34 milioni finanziamenti concessi a società in joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€28 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €364 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) depositi vincolati presso controparti bancarie di Eni Trading & Shipping SpA

per €96 milioni (€137 milioni al 31 dicembre 2016) per operazioni su contratti derivati; (ii) depositi di Eni Insurance DAC per €225 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €321 milioni (€171 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) per €157 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2016) la quota a breve termine del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas. La riscossione del credito è prevista a dicembre 2017; (ii) la quota a breve termine di €162 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr in Egitto perfezionata a febbraio 2017. La riscossione del credito è prevista in parte nel 2017 e in parte a giugno 2018. Le quote a lungo termine dei crediti sono indicate alla nota n. 16 – Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €5.269 milioni (€5.693 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti di €3.842 milioni (€4.111 milioni al 31 dicembre 2016) nei confronti di enti e società partner di Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria (€1.663 milioni) in particolare la società di Stato NNPC in relazione a: (i) crediti per il recupero di costi di investimento per €318 milioni (€382 milioni al 31 dicembre 2016) relativi a due progetti petroliferi (di cui uno operato) oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi. Dopo l'emissione dei lodi arbitrali, sostanzialmente favorevoli alla società, è in corso la negoziazione di un accordo transattivo per il riconoscimento a Eni di una parte del valore già riconosciuto in sede di lodo arbitrale. L'importo in corso di definizione sarà rimborsato attraverso l'assegnazione a Eni di carichi di greggio di proprietà della società di Stato in un arco temporale di tre anni; (ii) crediti pregressi per €638 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2016) che Eni vanta in qualità di operatore per i costi in quota NNPC in qualità di partner per i quali è stato definito un accordo che prevede il rimborso in dollari USA e l'attribuzione a Eni di parte dei proventi derivanti dalla vendita degli idrocarburi prodotti da iniziative di sviluppo a ridotto rischio minerario ("rig-less") con l'obiettivo di azzerare il credito in un arco temporale massimo di 5 anni; il saldo si riduce di €78 milioni rispetto all'outstanding al 31 dicembre 2016 per effetto dell'incasso dei crediti maturati nel 2016 di €30 milioni e delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €48 milioni.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

8

Rimanenze

(€milioni)	30.06.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	693	157	1.839	2.689	550	135	1.903	2.588
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	88	7	1	96	99	9	1	109
Lavori in corso su ordinazione			20	20			2	2
Prodotti finiti e merci	1.466	478	56	2.000	1.394	389	86	1.869
Certificati e diritti di emissione			53	53			69	69
	2.247	642	1.969	4.858	2.043	533	2.061	4.637

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.839 milioni (€1.903 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.625 milioni (€1.699 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture.

I certificati e diritti di emissione di €53 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2016) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2017			31.12.2016		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
Valore iniziale	4.892	(255)	4.637	4.887	(308)	4.579
Variazione del periodo	508		508	(29)		(29)
Accantonamenti		(127)	(127)		(125)	(125)
Utilizzi		12	12		163	163
Differenze di cambio da conversione	(170)	13	(157)	61	(5)	56
Altre variazioni	(28)	13	(15)	(27)	20	(7)
Valore finale	5.202	(344)	4.858	4.892	(255)	4.637

La variazione del periodo di €508 milioni è riferita principalmente alle linee di business Chimica (€193 milioni) e Refining & Marketing (€94 milioni). Gli accantonamenti di €127 milioni sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing per €69 milioni.

9 Altre attività correnti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.059	2.248
Altre attività	373	343
	1.432	2.591

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 25 - Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €373 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono: (i) per circa €290 milioni il credito commerciale relativo a forniture pregresse di gas alla società di Stato venezuelana che la controllata Eni Venezuela BV ha acquistato dalla joint venture Cardón IV; (ii) per €63 milioni il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi (€90 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 16 – Altre attività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

Attività non correnti

10 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Immobili, impianti e macchinari
Valore lordo al 31.12.2016	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2016	126.479
Valore netto al 31.12.2016	70.793
Investimenti	4.796
Ammortamenti	(3.631)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(61)
Radiazioni	(183)
Differenze di cambio da conversione	(4.504)
Altre variazioni	375
Valore netto al 30.06.2017	67.585
Valore lordo al 30.06.2017	190.805
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2017	123.220

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Investimenti		
Exploration & Production	4.524	4.502
Gas & Power	25	26
Refining & Marketing e Chimica	243	208
Corporate e Altre attività	12	17
Rettifiche per utili interni	(8)	94
	4.796	4.847

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €4.504 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €4.190 milioni.

Le altre variazioni di €375 milioni comprendono: (i) la rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €596 milioni per effetto del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nel periodo e della revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono; (ii) cessioni di un valore di libro di €216 milioni relative essenzialmente alla quota del 10% dell'asset in sviluppo Zohr in Egitto.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono i costi relativi all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Unproved mineral interest	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Costi di abbandono	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
Valori al 31.12.2016	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040
Investimenti	196			196		4.361		4.361	4.557
Riprese di valore (svalutazioni) nette						(1)		(1)	(1)
Radiazioni	(4)	(168)		(172)		(1)	(5)	(6)	(178)
Riclassifiche	(262)	265	(248)	(245)		(5.088)	(11)	(5.099)	(5.344)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(9)	(126)	(80)	(215)	(186)	(957)	(10)	(1.153)	(1.368)
Valori al 30.06.2017	142	1.655	585	2.382	2.264	10.004	56	12.324	14.706

Le riclassifiche di €5.344 milioni riguardano: (i) per €5.088 milioni pozzi e impianti di sviluppo; (ii) per €248 milioni pozzi esplorativi di successo a seguito dell'avvio in produzione nel semestre dei relativi progetti in Indonesia, Angola e Ghana.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi in costruzione a pozzi esplorativi completati e in attesa dell'esito per €262 milioni; (ii) radiazioni per €172 milioni riguardanti essenzialmente pozzi che non hanno rinvenuto un quantitativo sufficiente di riserve commerciali da giustificare lo sviluppo principalmente in Egitto e Norvegia.

Gli unproved mineral interest si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Egitto	Totale
Valori al 31.12.2016	1.254	938	138	113	7	2.450
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(95)	(71)	(10)	(9)	(1)	(186)
Valori al 30.06.2017	1.159	867	128	104	6	2.264

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio liquidità.

11 Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
Valore lordo al 31.12.2016	8.949		
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2016	7.000		
Valore netto al 31.12.2016	1.949	1.320	3.269
Investimenti	127		127
Ammortamenti	(147)		(147)
Radiazioni	(10)		(10)
Differenze di cambio da conversione	(74)	(15)	(89)
Altre variazioni	(14)	(93)	(107)
Valore netto al 30.06.2017	1.831	1.212	3.043
Valore lordo al 30.06.2017	7.347		
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2017	5.516		

Gli investimenti di €127 milioni (€32 milioni nel primo semestre 2016) comprendono bonus di firma per €87 milioni (€2 milioni nel primo semestre 2016) relativi a nuovi areage esplorativi in Cipro, Myanmar e Costa d'Avorio.

Gli ammortamenti di €147 milioni (€123 milioni nel primo semestre 2016) sono relativi ai costi di acquisizione di licenze esplorative nelle quali sono state rinvenute riserve certe e bonus di firma minori ammortizzati su base lineare per €36 milioni (€12 milioni nel primo semestre 2016).

Le altre variazioni del goodwill di €93 milioni riguardano la riclassifica ad attività destinate alla vendita del goodwill relativo alla Eni Gas & Power NV.

Il saldo finale delle attività immateriali a vita utile definita comprende diritti e potenziale esplorativo che si analizzano per tipologia di attività come segue:

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Diritti esplorativi proved	435	497
Diritti esplorativi unproved	617	579
Altri diritti esplorativi	8	16
	1.060	1.092

Il saldo finale della voce goodwill di €1.212 milioni (€1.320 milioni al 31 dicembre 2016) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.502 milioni (€2.524 milioni al 31 dicembre 2016). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Gas & Power	932	1.025
Exploration & Production	187	202
Refining & Marketing	93	93
	1.212	1.320

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	97	190
- di cui Mercato Gas Europeo	95	188
	932	1.025

Nel semestre non sono stati rilevati impairment indicator in relazione ai goodwill iscritti in bilancio.

12 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	83	185
	83	185
a dedurre:		
- riprese di valore di attività materiali	(22)	(37)
	61	148

Il quadro degli impairment indicator dei prezzi/margini delle commodity energetiche della relazione semestrale 2017 si presenta sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da framework alle valutazioni del bilancio 2016. Nonostante la volatilità del mercato petrolifero nel corso del primo semestre

2017, il management conferma la view interna di progressivo bilanciamento dei fondamentali del settore, considerando il probabile deficit di offerta petrolifera che si paleserà a medio termine a causa dei massicci tagli agli investimenti fatti dalle compagnie petrolifere internazionali in risposta alla contrazione dei cash flow ai livelli correnti di prezzo. Su queste basi, il management mantiene la previsione di prezzo long-term del marker di riferimento Brent a 70 \$/bl al 2020 (72\$ al 2021 considerata l'inflazione al 2%), analoga a quella adottata ai fini della valutazione di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà oil&gas nella relazione finanziaria annuale 2016. Le previsioni dei principali analisti sul prezzo di lungo termine sono comprese in un range 60-80 \$/bl.

Confermate le aspettative di tenuta dei margini di raffinazione in un intervallo compreso tra i 4-5 \$/bl nonostante i fattori di debolezza strutturale del settore europeo a causa dell'eccesso di capacità e della pressione competitiva; tali valori sono compatibili con il margine di breakeven delle raffinerie Eni pianificato a medio termine. Previsioni invariate anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e negli USA grazie alla stabilità dei fondamentali. Più incerto lo scenario dei margini della produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica a causa della crescente competizione da parte delle rinnovabili.

L'aggiornamento della stima del costo medio ponderato del capitale di Gruppo (WACC), sulla cui base sono determinati applicando i country risk premium i tassi di sconto per l'attualizzazione dei flussi di cassa associati all'uso delle CGU, non evidenzia variazioni rispetto al valore del bilancio 2016. Considerata la sostanziale assenza di impairment indicator di scenario, il progress dei principali progetti di sviluppo delle riserve in linea o in anticipo rispetto ai piani aziendali e la conferma del target di crescita delle produzioni di idrocarburi annunciato per il 2017, Eni non ha eseguito la verifica di recuperabilità dei valori di libro delle attività materiali e immateriali ad eccezione di quanto segue.

Le centrali power sono state sottoposte ad una analisi di sensitività in occasione di questa relazione semestrale sulla base di uno nuovo scenario margini senza evidenziare criticità.

Le uniche svalutazioni del semestre hanno riguardato gli investimenti di periodo eseguiti per finalità di sicurezza e stay-in-business relativi alle CGU del business Refining & Marketing (in particolare alcune raffinerie) integralmente svalutate in esercizi precedenti, delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€58 milioni).

Per quanto riguarda la fermata del Centro Olio Val d'Agri a causa di una fuoriuscita di idrocarburi da parte di uno dei serbatoi di stoccaggio come meglio descritto nel relativo procedimento legale nella sezione "Contenziosi", l'headroom della CGU consente di assorbire ampiamente la relativa posticipazione del cash flow. La proprietà OPL 245 in Nigeria che comprende i costi di acquisizione del titolo minerario e i costi capitalizzati di esplorazione e pre-sviluppo (per un totale di circa €1,2 miliardi al 30 giugno 2017) e relativamente alla cui assegnazione a Eni sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane come meglio descritto nel relativo procedimento legale nella sezione "Contenziosi", allo stato si ritiene che non sussista alcuna ipotesi ragionevole di congelamento dell'attività di sviluppo tale da comportare rettifiche di valore dell'asset. Infine è stata verificata la recuperabilità del valore di libro della raffineria di Sannazzaro alla luce della criticità rappresentata dalla fermata di alcune linee di produzione senza riscontrare perdite di valore.

Al 30 giugno 2017 il valore di libro dei net asset consolidati di €48,9 miliardi registrava un'eccedenza di circa il 3% rispetto alla capitalizzazione di borsa dell'Eni alla stessa data (€47,4 miliardi). Considerato che il management in occasione delle relazione semestrale ha confermato lo scenario prezzi degli idrocarburi, in particolare il riferimento di lungo termine del Brent a 70 \$/bl al 2020, e in assenza di impairment indicator industriali non si ravvisano al 30 giugno 2017 scostamenti nei value-in-use delle principali CGU oil&gas rispetto ai valori determinati in occasione del bilancio 2016, che mostravano nel complesso un importante headroom rispetto ai valori di libro. In sintesi, il management ritiene che lo scostamento del book value dell'Eni rispetto alla capitalizzazione di borsa sia di natura temporanea e rifletta l'incertezza da parte degli investitori e dei mercati finanziari circa i tempi di riequilibrio dei fondamentali del settore petrolifero.

I criteri adottati nell'individuazione delle Cash Generating Unit (CGU) e nell'esecuzione della verifica della recuperabilità dei valori d'iscrizione degli asset sono invariati rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale 2016 alla quale si rinvia (v. nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali del bilancio consolidato 2016).

13 Partecipazioni

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Altre partecipazioni	Totale
Valore al 31.12.2016	4.040	276	4.316
Acquisizioni e sottoscrizioni	50		50
Cessioni e rimborsi	(53)	(8)	(61)
Valutazione al patrimonio netto	80		80
Decremento per dividendi	(46)		(46)
Differenze di cambio da conversione	(174)	(14)	(188)
Altre variazioni	47	(20)	27
Valore al 30.06.2017	3.944	234	4.178

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di €50 milioni riguardano per €45 milioni l'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd.

Le cessioni e i rimborsi di €61 milioni riguardano rimborsi di capitale e sono relativi per €28 milioni alla United Gas Derivatives Co e per €25 milioni alla Angola LNG Ltd.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €34 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione e svalutazioni di attività materiali principalmente nel business perforazioni offshore maggiormente esposto all'andamento dello scenario petrolifero. Al 30 giugno 2017 il valore di libro della partecipazione di €1.482 milioni, allineato alla corrispondente frazione dei net assets dell'investee, eccedeva di circa il 32% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. La sottocapitalizzazione riflette le incertezze degli investitori circa il riequilibrio dei fondamentali del settore petrolifero e la ripresa degli investimenti da parte delle società clienti del settore Ingegneria & Costruzioni. L'impairment test eseguito ha confermato il valore di libro dell'asset.

Il decremento per dividendi di €46 milioni è riferito per €21 milioni a Unimar Llc e per €12 milioni a Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA.

Le differenze di cambio da conversione di €188 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€141 milioni).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2017 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.719	1.785
Titoli strumentali all'attività operativa	74	75
	1.793	1.860

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €466 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
Valore al 31.12.2016	480
Accantonamenti	15
da conversione	(27)
Altre variazioni	(2)
Valore al 30.06.2017	466

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.719 milioni (€1.785 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.412 milioni), Gas & Power (€127 milioni) e Refining & Marketing e Chimica (€109 milioni). I finanziamenti sono concessi a società in joint venture e collegate per €1.318 milioni (€1.350 milioni al 31 dicembre 2016).

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas di Perla. Al 30 giugno 2017 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €1.011 milioni (€1.054 milioni al 31 dicembre 2016). Il credito, che matura interessi a tassi di mercato, sarà rimborsato attraverso i flussi di cassa generati dalla vendita del gas prodotto alla compagnia di Stato venezuelana PDVSA sulla base di un GSA con scadenza 2036. La recuperabilità del credito è stata valutata in occasione della relazione finanziaria annuale sulla base del valore attuale del progetto industriale sottostante e degli associati cash flow scontati al WACC paese che riflette i rischi minerari e quelli associati al contesto operativo venezuelani, nonché sulla base degli accordi di securitization in essere. Nella presente relazione semestrale non sono emerse evidenze di perdite di valore rispetto alla situazione 2016, considerato anche che PDVSA ha pagato una parte delle forniture di gas della joint venture per l'anno corrente.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.727 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo -0,1 % e il 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016).

Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37– Rapporti con parti correlate.

15 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.896 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Totale
Valore al 31.12.2016	9.412	(5.622)	3.790
Incrementi netti	312	(53)	259
Differenze di cambio da conversione	(532)	130	(402)
Altre variazioni	426	11	437
Valore al 30.06.2017	9.618	(5.534)	4.084

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €2.068 milioni (€1.690 milioni al 31 dicembre 2016) a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziare sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

Le passività per imposte differite sono indicate alla nota n. 23 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 34 - Imposte sul reddito.

16 Altre attività non correnti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Attività per imposte correnti	532	502
Crediti per attività di disinvestimento	326	222
Altri crediti	58	52
Fair value su strumenti finanziari derivati	80	108
Altre attività	533	464
	1.529	1.348

I crediti per attività di disinvestimento di €326 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €157 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2016) del credito relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. Il rimborso della prima delle tre rate del credito è avvenuto nel quarto trimestre 2016 con il conseguimento del livello commerciale target concordato tra le parti; (ii) la quota a lungo termine di €117 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr in Egitto perfezionata a febbraio 2017. Le quote a breve termine dei crediti sono indicate alla nota n. 7 – Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 25 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €533 milioni (€464 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €146 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2016) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi precedenti fino a concorrenza del minimum take dei relativi contratti di fornitura long-term, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare in anticipo in tutto o in parte il prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay, con facoltà di ritiro negli anni contrattuali successivi. Nonostante il difficile outlook del mercato gas a causa della debolezza della domanda e dell'oversupply, il management prevede di completare il recupero dei volumi pre-pagati quasi interamente entro l'orizzonte temporale di piano.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

Passività correnti

17 Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.042	2.738
Banche	294	155
Altri finanziatori	515	503
	2.851	3.396

Il decremento di €545 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €164 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo per €310 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €2.042 milioni (€2.738 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.442 milioni (€1.750 milioni al 31 dicembre 2016) ed Eni Finance International SA per €600 milioni (€988 milioni al 31 dicembre 2016).

Al 30 giugno 2017 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €11.514 milioni (rispettivamente €41 milioni e €12.267 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2017 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	9.381	11.038
Acconti e anticipi	459	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.523	2.158
- altri debiti	2.593	2.981
	5.116	5.139
	14.956	16.703

Il decremento dei debiti commerciali di €1.657 milioni è riferito principalmente al settore Gas & Power (€1.061 milioni) e al settore Exploration & Production (€477 milioni).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

19 Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Imprese italiane	98	97
Imprese estere	328	329
	426	426

Le imposte sono indicate alla nota n. 34 – Imposte sul reddito.

20 Altre passività correnti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.036	2.108
Altre passività	511	491
	1.547	2.599

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 25 - Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €511 milioni comprendono la quota a breve termine di €72 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2016) relativa agli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 - Rapporti con parti correlate.

Passività non correnti

21 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)	30.06.2017			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.883	266	4.149	4.014	272	4.286
Obbligazioni ordinarie	15.689	3.884	19.573	16.044	2.959	19.003
Obbligazioni convertibili	385		385	383		383
Altri finanziatori	76	41	117	123	48	171
	20.033	4.191	24.224	20.564	3.279	23.843

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €24.224 milioni (€23.843 milioni al 31 dicembre 2016) aumentano di €381 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €755 milioni e i rimborsi per €269 milioni nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €133 milioni.

Al 30 giugno 2017 Eni ha rispettato tutti i covenants in essere su determinati rapporti di finanziamento a lungo termine con istituzioni terze. Tali covenants prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo.

Le obbligazioni ordinarie di €19.573 milioni (€19.003 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €17.156 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.417 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
(€ milioni)								
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	46	1.546	EUR	2019			4,125
Eni SpA	1.250	37	1.287	EUR	2017			4,750
Eni SpA	1.200	39	1.239	EUR	2025			3,750
Eni SpA	1.000	23	1.023	EUR	2023			3,250
Eni SpA	1.000	15	1.015	EUR	2020			4,250
Eni SpA	1.000	14	1.014	EUR	2018			3,500
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2029			3,625
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR	2026			1,500
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR	2020			4,000
Eni SpA	900	(4)	896	EUR	2024			0,625
Eni SpA	800	12	812	EUR	2021			2,625
Eni SpA	800	(9)	791	EUR	2028			1,625
Eni SpA	750		750	EUR	2024			1,750
Eni SpA	750	(1)	749	EUR	2019			3,750
Eni SpA	750	(2)	748	EUR	2027			1,500
Eni SpA	700	(2)	698	EUR	2022			0,750
Eni SpA	600	(3)	597	EUR	2028			1,125
Eni Finance International SA	513	10	523	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	295	2	297	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	164	1	165	YEN	2019	2037	1,955	2,810
	16.972	184	17.156					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	38	1.147	EUR	2017			4,875
Eni SpA	395	3	398	USD	2020			4,150
Eni SpA	307		307	USD	2040			5,700
Eni SpA	215	1	216	EUR	2017			variabile
Eni USA Inc	350	(1)	349	USD	2027			7,300
	2.376	41	2.417					
	19.348	225	19.573					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.840 milioni e riguardano Eni SpA per €3.664 milioni ed Eni Finance International SA per €176 milioni. Nel corso del primo semestre 2017 Eni SpA ha emesso nuove obbligazioni ordinarie per €748 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA	400	(15)	385	EUR	2022	0,000
	400	(15)	385			

Tale prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd cash-settled call options).

Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Al 30 giugno 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.065 milioni (€6.236 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €850 scadenti nel 2017. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 30 giugno 2017 non sono state utilizzate le linee di credito committed in essere presso le banche in considerazione delle riserve di liquidità mantenute da Eni.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2017 il programma risulta utilizzato per €17 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.121 milioni (€25.358 milioni al 31 dicembre 2016) e si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Obbligazioni ordinarie	20.463	20.501
Obbligazioni convertibili	400	435
Banche	4.139	4.244
Altri finanziatori	119	178
	25.121	25.358

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,1% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016).

Al 30 giugno 2017 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	30.06.2017			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.939		4.939	5.674		5.674
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.082		6.082	6.166		6.166
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	223		223	238		238
D. Liquidità (A+B+C)	11.244		11.244	12.078		12.078
E. Crediti finanziari	364		364	385		385
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	294		294	155		155
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	266	3.883	4.149	272	4.014	4.286
H. Prestiti obbligazionari	3.884	16.074	19.958	2.959	16.427	19.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	182		182	191		191
L. Altre passività finanziarie a breve termine	2.375		2.375	3.050		3.050
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	41	76	117	48	123	171
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	7.042	20.033	27.075	6.675	20.564	27.239
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(4.566)	20.033	15.467	(5.788)	20.564	14.776

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.082 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono ad Eni SpA per €5.962 milioni e ad Eni Insurance DAC per €120 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €223 milioni (€238 milioni al 31 dicembre 2016) non strumentali all'attività operativa si riferiscono alla società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC.

I crediti finanziari di €364 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa.

22 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo esodi agevolati	Fondo contratti onerosi	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi (*)	Totale
Valore al 31.12.2016	8.419	2.691	954	732	207	176	165	153	88	58	253	13.896
Accantonamenti		51	197	77	68			2	1		52	448
Rilevazione iniziale e variazione stima	610											610
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	141	1				1	1					144
Utilizzi a fronte oneri	(99)	(97)	(10)	(72)	(50)	(5)	(51)			(7)	(52)	(443)
Utilizzi per esuberanza		(2)	(6)	(3)		(3)		(9)			(8)	(31)
Differenze cambio da conversione	(428)	(1)	(51)	(45)			(5)	(4)	(1)		(6)	(541)
Altre variazioni	(8)	(9)	(5)	(4)	(5)	4		1			(13)	(39)
Valore al 30.06.2017	8.635	2.634	1.079	685	220	173	110	143	88	51	226	14.044

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono e ripristino siti di €610 milioni comprende gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nel periodo e la revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono.

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.896 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Passività per imposte differite
Valore al 31.12.2016	6.667
Decrementi netti	(90)
Differenze di cambio da conversione	(693)
Altre variazioni	344
Valore al 30.06.2017	6.228

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite	10.124	10.953
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.896)	(4.286)
	6.228	6.667
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.084)	(3.790)
Passività per imposte differite nette	2.144	2.877

24 Altre passività non correnti

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	119	161
Passività per imposte sul reddito	26	35
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	5	9
Altri debiti	46	51
Altre passività	1.401	1.512
	1.597	1.768

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 25 - Strumenti finanziari derivati.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 - Rapporti con parti correlate.

25 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2017			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	289	84	2	188	268	2
- Interest currency swap	36	58	2	38	83	2
- Outright	5	8	2	17	15	2
	330	150		243	366	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest currency swap	9	11	2	10	12	2
	9	11		10	12	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	770	708	1	624	611	2
- Over the counter	111	102	2	133	120	1
- Opzioni					1	2
- Altro	1		2	4	5	2
	882	810		761	737	
	1.221	971		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	621	736	2	1.495	1.490	2
- Future	221	273	1	561	574	1
- Opzioni	92	105	2	211	157	2
	934	1.114		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	31	118	2	309	150	2
- Future	1		1	1	18	1
	32	118		310	168	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	17	17	2	46	46	2
Totale contratti derivati lordi	2.204	2.220		3.637	3.550	
Compensazione	(1.065)	(1.065)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	1.139	1.155		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	1.059	1.036		2.248	2.108	
- non correnti	80	119		108	161	

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 31 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

Nel corso del primo semestre 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

26 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €355 milioni e €190 milioni riguardano essenzialmente la società consolidata di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV che operano nelle attività Gas & Power Retail in Belgio per le quali alla data del 30 giugno era in essere un accordo vincolante di cessione con il gruppo Eneco. Il perfezionamento della transazione è avvenuto nel mese di luglio. I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €263 milioni (di cui attività correnti €149 milioni) e €119 milioni (di cui passività correnti €104 milioni).

Inoltre le attività destinate alla vendita comprendono la società di scopo Coral South FLNG DMCC temporaneamente controllata da Eni avente a oggetto la raccolta dei fondi tramite project financing da destinare alla Coral FLNG SA per finanziare la costruzione dell'unità di produzione di LNG del progetto. È in corso la cessione delle quote di competenza di Coral South FLNG DMCC agli altri Concessionari dell'Area 4 in Mozambico, al perfezionamento della quale Eni perderà il controllo del veicolo che sarà classificato al pari della Coral FLNG SA quale entità collegata.

27 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

Il risultato netto e il patrimonio netto relativo alle interesenze di terzi sono riferiti alle seguenti società:

(€ milioni)	Risultato netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2017	2016	30.06.2017	31.12.2016
EniPower Mantova SpA	2	3	21	21
Serfactoring SpA	(2)		13	15
Altre	2	2	14	13
	2	5	48	49

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(60)	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	6	4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(112)	(112)
Altre riserve	262	211
Riserva per differenze cambio da conversione	6.807	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	36.031	40.367
Acconto sul dividendo		(1.441)
Utile (perdita) netto	983	(1.464)
	48.881	53.037

Capitale sociale

Al 30 giugno 2017, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2016).

Il 13 aprile 2017, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 26 aprile 2017, con data di stacco il 24 aprile 2017 e record date il 25 aprile 2017. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2016 ammonta perciò a €0,80.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81
Variazione del periodo	(354)	83	(271)							(354)	83	(271)
Differenze cambio							(4)	4		(4)	4	
Rigiro a conto economico	29	(7)	22	2		2				31	(7)	24
Riserva al 30.06.2017	(79)	19	(60)	7	(1)	6	(103)	(9)	(112)	(175)	9	(166)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €6 milioni (€4 milioni al 31 dicembre 2016) è riferita alla valutazione al fair value di titoli.

Altre riserve

Le altre riserve di €262 milioni (€211 milioni al 31 dicembre 2016) aumentano di €51 milioni per effetto delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio.

28 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2016
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti	
Attività correnti	6.500
Attività non correnti	8.550
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(5.392)
Passività correnti e non correnti	(6.310)
Effetto netto dei disinvestimenti	3.348
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(1.006)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	5
Interessenze di terzi	(1.872)
Totale prezzo di vendita	475
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(890)</i>
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(415)

I disinvestimenti del primo semestre 2016 hanno riguardato essenzialmente la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA con un incasso di €463 milioni.

Nel rendiconto finanziario del comparative period (I semestre 2016) le disponibilità liquide di Saipem cedute per effetto del deconsolidamento (€889 milioni) sono state portate in deduzione del flusso di cassa dei disinvestimenti relativi alle imprese consolidate, in coerenza con la rappresentazione adottata nella Relazione finanziaria 2016.

29 Garanzie, impegni e rischi

L'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi al 30 giugno 2017 non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2016 ad eccezione delle garanzie e impegni di seguito riportati.

Il 1° giugno 2017 il progetto della prima fase di sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral situata nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico (di cui Eni con una quota del 50% del progetto industriale è Operatore attraverso la joint operation Eni East Africa) è entrato nella fase esecutiva con la firma rispettivamente: i) del contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (Floating LNG – FLNG) con il consorzio TJS (Technip - JGC - Samsung Heavy Industries) del valore di \$5.248 milioni, pari a €4.601 milioni; ii) degli accordi di project financing con Export Credit Agencies (Sace, BPI, K-Exim, K-Sure e Sinosure) e banche commerciali dell'ammontare complessivo di circa \$4.680 milioni, pari a €4.103 milioni. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno di LNG sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA partecipata da Eni al 50%. Tale società di scopo eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata per altri dieci anni (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dall'assegnazione del contratto EPCIC, Eni tramite una propria controllata ha emesso a beneficio del Consorzio TJS una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA, pertanto fino all'ammontare massimo di \$2.624 milioni, pari a €2.301 milioni, corrispondenti al 50% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" – "DSU") che è stata emessa da Eni tramite una propria controllata in proporzione alla quota di partecipazione all'iniziativa industriale (50%). Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai Lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei Lender saranno limitate alla sola unità FLNG e ai contratti di titolarità Coral FLNG SA, senza impegnare le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite dell'LNG al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, i Concessionari hanno sottoscritto un accordo di carry, impegnandosi ognuno pro-quota a (i) finanziare gli esborsi equity di competenza di ENH e (ii) garantire quanto da quest'ultima dovuto ai soggetti finanziatori per le obbligazioni da essa assunte nell'ambito della DSU emessa, per l'importo massimo stimato di \$640 milioni, pari a €561 milioni (\$355,56 milioni pari a €311,74 milioni in quota Eni). Tali garanzie emesse dall'Eni saranno proporzionalmente ridotte al perfezionamento della cessione della metà della quota Eni in Eni East Africa (e nelle altre società di progetto tra cui Coral SA), corrispondente a un interesse del 25% nell'iniziativa industriale, ad ExxonMobil. Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato, mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di \$1.500 milioni, pari a €1.315 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari (Kogas, Galp e ENH) e del socio cinese di Eni in Eni East Africa, ciascuno proporzionalmente al proprio participating interest, diretto o indiretto, nell'EPCC di Area 4. Tale garanzia emessa dall'Eni sarà proporzionalmente controgarantita anche da ExxonMobil al perfezionamento della cessione della metà della

quota Eni in Eni East Africa (e nelle altre società di progetto tra cui Coral SA), corrispondente a un interesse del 25% nell'iniziativa industriale.

L'avvio dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana operati attraverso navi FPSO acquisite in leasing operativo ha comportato l'iscrizione dei canoni futuri non cancellabili nella tabella "Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali" della presente sezione, con conseguente azzeramento degli impegni outstanding al 31 dicembre 2016 assunti dal settore Exploration & Production a fronte della costruzione di tali navi FPSO (€4.344 milioni).

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Il rischio commodity avente valenza strategica, in particolare quello associato al programma di produzione e vendita delle riserve di idrocarburi, non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato.

Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Nel corso del primo semestre 2017 non sono intervenute variazioni nel framework dell'Eni di gestione e controllo dei rischi mercato. Maggiori informazioni sono riportate nell'analoga sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2016.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2017 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2016) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione). Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	I semestre 2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,44	1,72	2,41	2,33	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio ^(a)	0,43	0,08	0,19	0,19	0,34	0,04	0,14	0,17

^(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	I semestre 2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	21,14	9,87	14,75	10,46	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading ^(b)	1,57	0,44	0,97	0,83	2,58	0,27	0,87	1,35

⁽¹⁾ Il perimetro consiste nell'area di business Midstream (esposizioni originanti dalle aree Gas & Power e Refining & Marketing), Eni Trading & Shipping portafoglio commerciale, consociate estere delle linee di business operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Retail Market Gas & Power. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'esercizio di bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di Midstream e del Retail Market Gas & Power nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

^(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (branch di Londra, Bruxelles e Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	I semestre 2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica	0,40	0,42	0,34	0,41	0,42	0,23	0,35	0,35

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Le modalità di gestione e controllo del rischio controparte sono invariate rispetto al framework illustrato nell'analoga sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2016 a cui si rinvia.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Gli obiettivi di risk management Eni è mantenere un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal

fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2017 il programma risulta utilizzato per circa €17 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel primo semestre 2017 sono stati emessi bond per €0,75 miliardi nell'ambito del programma EMTN.

Al 30 giugno 2017, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.555 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €6.065 milioni, di cui €850 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	2.840	2.088	3.983	2.878	1.281	11.027	24.097
Passività finanziarie a breve termine	2.851						2.851
Passività per strumenti derivati	1.116	18	3	17			1.154
	6.807	2.106	3.986	2.895	1.281	11.027	28.102
Interessi su debiti finanziari	392	560	494	395	287	1.648	3.776
Garanzie finanziarie	329						329

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

(€ milioni)	Anni di scadenza		Totale
	2017	Anni successivi	
Debiti commerciali	9.381		9.381
Altri debiti e anticipi	5.575	46	5.621
	14.956	46	15.002

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i

volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Altre obbligazioni contrattuali di importo significativo riguardano il leasing operativo di unità FPSO nel settore E&P, tra le quali in particolare le FPSO che operano i progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra i 14 e i 16 anni.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	698	722	519	413	303	2.271	4.926
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	218	513	396	379	183	14.006	15.695
Costi relativi a fondi ambientali	174	311	276	221	203	1.452	2.637
Impegni di acquisto ^(c)	5.730	9.950	8.958	8.086	8.167	70.373	111.264
- Gas							
- Take-or-pay	4.501	8.752	7.945	7.402	7.538	67.574	103.712
- Ship or pay	773	870	716	494	468	1.813	5.134
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	54	99	96	91	76	217	633
- Altri impegni di acquisto ^(d)	402	229	201	99	85	769	1.785
Altri Impegni	9	3	2	2	2	111	129
- Memorandum di intenti Val d'Agri	9	3	2	2	2	111	129
	6.829	11.499	10.151	9.101	8.858	88.213	134.651

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(d) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.065 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2017	2018	2019	2020	Oltre	
Impegni per investimenti committed	6.733	6.679	4.218	2.441	3.685	23.756

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2016			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.599	896	16.703
Altre passività correnti	3.880	1.281	2.599
30.06.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	16.414	578	15.836
Altre attività correnti	2.497	1.065	1.432
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	15.534	578	14.956
Altre passività correnti	2.612	1.065	1.547

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.065 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €946 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e di Eni Trading & Shipping Inc per €119 milioni (€136 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) per €512 milioni la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production (€845 milioni al 31 dicembre 2016) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €66 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2016).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 22 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi avviati nel corso del primo semestre 2017 o per i quali sono intervenuti sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale alla quale si rinvia per tutti gli altri procedimenti pendenti, con indicazione dell'eventuale fondo stanziato.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Syndial SpA – Clorosoda.** Pende innanzi al Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal GIP lo svolgimento di un incidente probatorio consistente in una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal GIP esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del

ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. In data 23 gennaio 2015 il Giudice per le Indagini Preliminari ha dichiarato concluso l'incidente probatorio. La Procura della Repubblica ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari disponendo di non dover chiedere l'archiviazione solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex-lavoratore nel frattempo deceduto rispetto all'iniziale contestazione che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo. Il procedimento dunque si è ridimensionato rispetto all'iniziale contestazione. La residuale ipotesi accusatoria, tuttavia, non trova conforto in quanto accertato dai periti nominati dal GIP. In esito alla perizia la Procura di Gela ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari in relazione a 4 casi, contestando il reato di lesioni personali e formulato la richiesta di rinvio a giudizio in relazione al solo caso di un lavoratore nel frattempo deceduto.

All'udienza preliminare del 28 giugno 2017 il GUP ha accolto le argomentazioni difensive ed ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Risulta tuttora pendente il procedimento stralcio.

- (ii) **Syndial SpA - procedimento amianto Ravenna.** E' pendente dinnanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 77. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale e per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il GUP di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Il 24 novembre 2016 il Giudice, a scioglimento della riserva, ha assolto tutti gli imputati per 76 dei 77 casi contestati, ha emesso sentenza di condanna per 6 dei 15 imputati per un solo caso di asbestosi. Le difese degli imputati, il PM e le parti civili hanno proposto appello.
- (iii) **Indagine Val d'Agri.** La Procura della Repubblica di Potenza ha avviato un'indagine penale per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Oli di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale. Dopo due anni di indagine, i Magistrati hanno disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta, per poi riprendere in data 10 agosto 2016. L'interruzione ha riguardato una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa, nel corso delle indagini, ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali.

Parallelamente alle iniziative in sede giurisdizionale che non hanno avuto esito, la Società ha individuato una soluzione tecnica che prevede modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati dalla Procura. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura che ha emesso provvedimento temporaneo di dissequestro degli impianti per l'esecuzione delle modifiche. La Società ha successivamente ottenuto le necessarie autorizzazioni da parte dei competenti dipartimenti del Ministero per lo Sviluppo Economico necessarie per l'esecuzione delle modifiche impiantistiche proposte. I lavori di adeguamento dell'impianto si sono conclusi nel luglio 2016; successivamente i Carabinieri del NOE, coadiuvati dal Consulente Tecnico della Procura, hanno condotto il sopralluogo in impianto per verificare lo stato dei luoghi e la rispondenza di quanto effettuato al progetto autorizzato. A valle della relazione che il Consulente Tecnico ha predisposto in esito al sopralluogo, la Procura ha emesso provvedimento di dissequestro definitivo e la Regione ha

preso atto del provvedimento per quanto di competenza. Il 10 agosto 2016 si è proceduto con il riavvio degli impianti con anche reiniezione nel pozzo Costa Molina2. Parallelamente al riavvio degli impianti la Società ha avviato l'iter di riesame dell'AIA presentando i documenti entro la scadenza del 14 agosto 2016. La prima udienza del dibattimento è fissata al 6 novembre 2017.

- (iv) **Procedimento penale Val D'Agri - Spill Serbatoio.** Il 3 febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val D'Agri, sottoposto a sequestro giudiziario.

Le attività eseguite dall'Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA a seguito dei monitoraggi ambientali implementati emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha provveduto ad eseguire le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e ad avviare le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è in corso il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, che è stato approvato da tutti gli Enti competenti.

A seguito di tale evento veniva aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento colposo e scarico non autorizzato nei confronti del precedente e dell'attuale Responsabile del COVA. Le indagini sono in corso.

In data 18 aprile 2017 Eni ha di propria iniziativa sospeso l'attività industriale presso il COVA anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale del 19 aprile. Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il COVA, avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento.

1.2. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Syndial SpA e Versalis SpA – Citazione per danno ambientale da parte del Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica di proprietà di un terzo non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società SMA.RI., quale gestore della discarica ricevente i rifiuti. Con sentenza pubblicata il 26 giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive Syndial e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate, tanto da condannare parte attrice al rimborso delle spese di giudizio.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

(i) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta. Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risultava riunito ad altro filone di indagini (cd. Iraq – Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan. Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013. In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia. Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni, anche nei confronti del suo ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2008). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. In data 24 ottobre 2014, è stata notificata ad Eni una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algeria. In data 14 gennaio 2015, è stato

emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale, nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento. All'esito, i consulenti incaricati hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati. Il 2 ottobre 2015, il Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Il 24 febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano, avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata ed ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, in data 27 luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. Allo stato è pertanto in corso il giudizio di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (ii) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura della Repubblica di Milano ha avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati Eni, ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 ed alcuni dirigenti ed un ex dirigente della Società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq. Infatti, il 21 giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni ed a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini risultano altresì indagati un ulteriore dipendente della Società e altri fornitori. In data 24 aprile 2012, la Procura della Repubblica di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il GIP di Milano ha rigettato la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura ritenendola infondata e il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello proposto dalla Procura con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative

di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero.

Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico Ministero. La Procura ha presentato richiesta di archiviazione per le persone fisiche e, in data 5 gennaio 2017, la suddetta richiesta di archiviazione è stata accolta dal Giudice per le Indagini Preliminari che ha emesso il conseguente decreto di archiviazione. In data 21 marzo 2017 il Pubblico Ministero ha disposto l'archiviazione del procedimento anche per la persona giuridica Eni.

- (iii) **OPL 245 Nigeria.** E pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. 231/01. Contestualmente, è stata notificata alla Società una "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano. Dalla lettura dell'atto è emerso che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura e ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta. Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale statunitense indipendente esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi, a conclusione della verifica, hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'autorità giudiziaria.

In data 10 settembre 2014, la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. L'atto è stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni. Dai documenti notificati si è desunto che gli stessi erano stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza camerale del 15 settembre 2014, fissata presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

In data 22 dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001, in data 14 febbraio 2017 la difesa di Eni ha ricevuto notifica del decreto di fissazione dell'udienza preliminare che è stata svolta fino al 20 luglio.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

In data 27 gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza

OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. NAE, unitamente al suo partner, ha tempestivamente depositato presso la stessa Corte istanza di revoca del provvedimento di sequestro. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro.

Recentemente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte dello EFCC. Eni ha messo a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente della transazione OPL 245 una copia di tali contestazioni. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo Nigeriano.

- (iv) **Congo.** In data 14 marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura della Repubblica di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui fossero state individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership.

In data 6 luglio 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti notificata il 14 marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate dal 2012 ad oggi con alcune società terze.

Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

3. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

- (i) **Accise.** E' pendente un contenzioso tributario con l'Agenzia delle Dogane per asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 650 milioni smc, corrispondenti a €114 milioni di omesse imposte, alle quali si aggiungono interessi per €20 milioni e sanzioni per €34 milioni. Tale contestazione era parte di un più ampio procedimento penale avviato dal Tribunale di Milano nel 2010 che contestava la sottrazione al pagamento delle accise di un imponibile pari a 9,8 miliardi di smc di gas immessi al consumo da Eni, poi ridotti a 650 milioni per effetto delle evidenze fornite dalla società che attribuivano tale volume alla differenza di potere calorico (pcs) tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e vendute. Il processo penale si concludeva con il proscioglimento dei manager Eni imputati di evasione fiscale, poiché il fatto non costituisce reato. Tuttavia pur riconoscendo da un punto di vista tecnico scientifico il fenomeno dell'influenza del potere calorico, l'Agenzia ha mantenuto la contestazione poiché tale fenomeno non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. Tale posizione è stata da ultimo ribadita dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano alla quale Eni aveva fatto ricorso, che però a conferma della fondatezza delle argomentazioni Eni oltre a riconoscere prescritte le annualità 2003 e 2004 ha disapplicato interamente le sanzioni, riducendo la pretesa impositiva di 90 milioni (da 168 a 78). Nonostante le evidenti ragioni di illegittimità di una base imponibile comprensiva dei volumi determinati dalla differenza di potere calorico, Eni ha avviato discussioni con l'Agenzia delle Dogane per definire una chiusura transattiva del contenzioso, con conseguente stanziamento di un fondo rischi nel bilancio semestrale al 30 giugno 2017.

4. Contenziosi chiusi

Fiscali

- (i) **Angola.** È stato definito tra le società petrolifere internazionali operanti in Angola, tra le quali Eni, e le Autorità tributarie del Paese un accordo transattivo globale che pone fine a una serie di dispute protrattesi per circa 15 anni in materia di deducibilità di alcuni costi sostenuti dai contrattisti nello svolgimento delle attività petrolifere in regime di PSA, nonché di timing di deducibilità degli investimenti in progress. Tale accordo prevede il riconoscimento alle Autorità angolane di parte dei maggiori imponibili contestati sotto forma di petroleum income taxes. Per quanto riguarda Eni, i fondi esistenti nell'opening balance del bilancio semestrale sono risultati capienti per sostenere gli oneri di competenza della suddetta transazione globale.

30 Ricavi della gestione caratteristica

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative e una descrizione della stagionalità o ciclicità delle operazioni di vendita sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	33.672	26.765
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	18	(5)
	33.690	26.760

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Accise	5.958	5.800
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	546	417
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.261	2.603
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	840	760
	9.605	9.580

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 36 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 - Rapporti con parti correlate.

31 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	18.493	13.457
Costi per servizi	5.991	6.473
Costi per godimento di beni di terzi	867	858
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	262	295
Altri oneri	564	553
	26.177	21.636
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(111)	(216)
	26.066	21.420

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €139 milioni (€114 milioni nel primo semestre 2016).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Costo lavoro	1.658	1.672
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(96)	(128)
	1.562	1.544

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	I semestre 2017		I semestre 2016	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	1.018	17	1.029	17
Quadri	9.099	108	9.167	106
Impiegati	17.115	378	17.382	375
Operai	5.688	288	5.667	297
	32.920	791	33.245	795

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(33)	3
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	50	(2)
	17	1

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €50 milioni di proventi netti (proventi netti per €13 milioni nel primo semestre 2016); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per €15 milioni di oneri netti nel primo semestre 2016.

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Ammortamenti	3.778	3.706
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	(1)
	3.777	3.705

Svalutazioni (riprese di valore) nette

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Svalutazioni	83	185
a dedurre:		
- riprese di valore	(22)	(37)
	61	148

Radiazioni

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Radiazioni:		
- attività materiali	183	62
- attività immateriali	10	59
	193	121

32 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	2.272	3.190
Oneri finanziari	(3.230)	(3.420)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(51)	(53)
	(1.009)	(283)
Strumenti finanziari derivati	524	(5)
	(485)	(288)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(331)	(316)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(50)	(59)
Interessi attivi verso banche	4	5
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	25
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(51)	(53)
	(425)	(398)
Differenze attive (passive) di cambio		
Differenze attive di cambio	2.135	3.036
Differenze passive di cambio	(2.652)	(2.882)
	(517)	154
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	37	60
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	66	75
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(144)	(157)
Altri proventi (oneri) finanziari	(26)	(17)
	(67)	(39)
	(1.009)	(283)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Strumenti finanziari derivati su valute	503	(12)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	21	(17)
Opzioni		24
	524	(5)

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €524 milioni (oneri netti di €5 milioni nel primo semestre 2016) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati.

I proventi netti su opzioni del primo semestre 2016 di €24 milioni riguardavano: (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni di proventi dovuto al rigiro per chiusura a conto economico del valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile; (ii) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile equity-linked non diluitivo per €2 milioni di oneri.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37 - Rapporti con parti correlate.

33 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	145	112
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(65)	(31)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	5	
	85	81

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 13 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Dividendi	69	55
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita		(27)
Altri proventi (oneri) netti	(7)	(31)
	62	(3)

I dividendi di €69 milioni riguardano la Nigeria LNG Ltd per €53 milioni e la Saudi European Petrochemical Co per €8 milioni.

I dividendi relativi al primo semestre 2016 di €55 milioni riguardavano la Nigeria LNG Ltd per €22 milioni e la Saudi European Petrochemical Co per €20 milioni.

Le minusvalenze nette da vendita relative al primo semestre 2016 di €27 milioni riguardavano la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA e la plusvalenza di €5 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovenija doo.

34 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2017	I semestre 2016
Imposte correnti:		
- imprese italiane	151	107
- imprese estere	1.549	1.207
	1.700	1.314
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(211)	6
- imprese estere	(138)	(381)
	(349)	(375)
	1.351	939

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% al risultato ante imposte e l'onere fiscale effettivo di €1.351 milioni, determina una maggiore imposta di €790 milioni. Tale fenomeno riflette essenzialmente la concentrazione dei risultati ante imposte positivi nelle consociate estere del settore Exploration & Production caratterizzati da tax rate mediamente più elevati.

35 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Nel primo semestre 2017 il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare nel primo semestre 2016).

Nei periodi considerati non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

		I semestre 2017	I semestre 2016
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito		3.601.140.133	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	983	(1.242)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	0,27	(0,34)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	(€ milioni)	983	(829)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	0,27	(0,23)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations	(€ milioni)		(413)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)		(0,11)

36 Informazioni per settore di attività

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

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Al 30 giugno 2017 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale
I semestre 2016						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	7.243	19.764	8.698	629		
a dedurre: ricavi infrasettori	(4.089)	(4.231)	(727)	(527)		
Ricavi da terzi	3.154	15.533	7.971	102		26.760
Risultato operativo	288	(71)	363	(260)	5	325
I semestre 2017						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	9.326	25.652	10.859	687		
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.683)	(5.457)	(1.098)	(596)		
Ricavi da terzi	3.643	20.195	9.761	91		33.690
Risultato operativo	2.479	(11)	397	(345)	154	2.674

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale
31 dicembre 2016						
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712	1.146	(520)	99.068
Attività non direttamente attribuibili						25.477
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.433	8.923	3.968	3.939	(332)	33.931
Passività non direttamente attribuibili						37.528
30 giugno 2017						
Attività direttamente attribuibili ^(b)	71.994	10.702	11.034	1.007	(377)	94.360
Attività non direttamente attribuibili						23.460
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.333	7.845	4.276	3.962	(342)	33.074
Passività non direttamente attribuibili						35.817

^(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

^(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

37 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- il rapporto intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I suddetti rapporti riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €2 milioni, assegnati a seguito di gara, e quindi esenti dall'applicazione della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" emanata in attuazione della normativa Consob, ovvero, ove non esenti, valutati positivamente in applicazione della citata procedura;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione,

all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2017" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

(€milioni)

Denominazione	31.12.2016			I semestre 2016						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	1	50			101					
Karachaganak Petroleum Operating BV	47	187		232	191	2	1	1		
Mellitah Oil & Gas BV	7	134			237		14			
Petrobel Belayim Petroleum Co	225	532			860					
Saipem	64	224	8.094		276	5	21			
Unión Fenosa Gas SA			57				42			(1)
Altre (*)	114	25	1	5	54		48	24	9	17
	458	1.152	8.152	237	1.719	7	90	60	10	16
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	69	1	3							
Altre (*)	9	16	51		1		10	1	1	
	78	17	246		1		10	1	1	
	536	1.169	8.398	237	1.720	7	100	61	11	16
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	151	254			408		26	46		88
Gruppo Italgas	54	1								
Gruppo Snam	44	541	1	69	1.005	3	50	7		
Gruppo Terna	33	46		32	74	4	37	11	2	7
GSE - Gestore Servizi Energetici	58	32		119	1	13	165	36	1	
Altre (*)	43	24			20		33	4	3	
	383	898	1	220	1.508	20	311	104	6	95
Fondi pensione e fondazioni		2			2	13				
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	176	331			243	5	4	27		
	1.095	2.400	8.399	457	3.473	45	415	192	17	111

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Note al bilancio

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2017			I semestre 2017						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Coral FLNG SA			2.301							
Karachaganak Petroleum Operating BV	50	164		359	130	5	3	2		
Mellitah Oil & Gas BV	6	143		5	228			2		
Petrobel Belayim Petroleum Co	152	1.295			1.984			8		
Saipem	59	125	7.726		303		2	16		
Unión Fenosa Gas SA	10		57	1		2	125		1	14
Altre (*)	122	79		15	124		40	23	1	
	399	1.806	10.084	380	2.769	7	170	51	2	14
dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			178							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	73	1	5		1			3		
Altre (*)	7	10	8		3		1	1	1	
	80	11	191		4		1	4	1	
	479	1.817	10.275	380	2.773	7	171	55	3	14
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	104	206		8	298		88	36		160
Gruppo Italgas	56	61			454	1	1			
Gruppo Snam	37	274		23	614	1	42	90		
Gruppo Terna	38	28		38	58	4	40	20		8
GSE - Gestore Servizi Energetici	18	22		135	4	18	336	60	1	1
Altre (*)	33	14		1	21	2	23	3		
	286	605		205	1.449	26	530	209	1	169
Fondi pensione e fondazioni	1	2			2	11	1			
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	169	265		9	190	8	1	23		
	935	2.689	10.275	594	4.414	52	703	287	4	183

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi);
- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach – Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;

- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula dei contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €11 milioni;
- i contributi erogati e la prestazione di servizi alla Fondazione Enrico Mattei per €2 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016			I semestre 2016	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Cardón IV SA	1.054				46
Matrica SpA	125				4
Saipem			82		21
Shatskmorneftegaz Sàrl	69			7	2
Société Centrale Electrique du Congo SA	78				
Unión Fenosa Gas SA		85			
Altre (*)	52		2	5	2
	1.378	85	84	12	75
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Eni BTC Ltd		54			
Altre (*)	46	52			
	46	106			
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)				1	
				1	
	1.424	191	84	13	75

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2017			I semestre 2017	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			245		
Cardón IV SA	1.011				45
Matrica SpA	129				4
Saipem			74		9
Shatskmorneftegaz Sàrl	87			7	3
Société Centrale Electrique du Congo SA	73	14			1
Unión Fenosa Gas SA		77			
Altre (*)	86	2	10	9	4
	1.386	93	329	16	66
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Eni BTC Ltd		52			
Altre (*)	49	37			1
	49	89			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)	7			3	
	7			3	
	1.442	182	329	19	67

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- le garanzie residue per affidamenti bancari concesse al gruppo Saipem;
- il finanziamento concesso alla società Shatskmorneftegaz Sàrl per attività di esplorazione nel Mar Nero e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per la Unión Fenosa Gas SA e per la Eni BTC Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	30.06.2017			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	15.836	988	6,24	17.593	1.100	6,25
Altre attività correnti	1.432	24	1,68	2.591	57	2,20
Altre attività finanziarie non correnti	1.793	1.317	73,45	1.860	1.349	72,53
Altre attività non correnti	1.529	13	0,85	1.348	13	0,96
Attività destinate alla vendita	355	35	9,86	14		
Passività finanziarie a breve termine	2.851	182	6,38	3.396	191	5,62
Debiti commerciali e altri debiti	14.956	2.611	17,46	16.703	2.289	13,70
Altre passività correnti	1.547	55	3,56	2.599	88	3,39
Altre passività non correnti	1.597	23	1,44	1.768	23	1,30

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2017			I semestre 2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	33.690	990	2,94	26.760	607	2,27
Altri ricavi e proventi	626	4	0,64	502	17	3,39
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	26.066	5.049	19,37	21.420	3.957	18,47
Costo lavoro	1.562	11	0,70	1.544	18	1,17
Altri proventi (oneri) operativi	17	183	...	1	111	...
Proventi finanziari	2.272	67	2,95	3.190	75	2,35
Oneri finanziari	(3.230)	(19)	0,59	(3.420)	(13)	0,38

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2017	I semestre 2016
Ricavi e proventi	994	624
Costi e oneri	(2.747)	(2.678)
Altri proventi (oneri) operativi	183	111
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(153)	215
Interessi	63	74
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.660)	(1.654)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(2.313)	(1.297)
Disinvestimenti in partecipazione		463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	774	421
Variazione crediti finanziari	(121)	5.858
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.660)	5.445
Variazione debiti finanziari	(1)	160
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1)	160
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(3.321)	3.951

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2017			I semestre 2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.638	(1.660)	...	3.100	(1.654)	...
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.214)	(1.660)	39,39	(813)	5.445	...
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.121)	(1)	0,09	(3.266)	160	...

38 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2017 e 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

39 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2017 e 2016 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

40 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017, nel corso del primo semestre 2017.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

27 luglio 2017

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni") al 30 giugno 2017. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2017 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 1 agosto 2017

EY S.p.A.

 Riccardo Rossi
 (Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Allegati al bilancio consolidato
semestrale abbreviato

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2017

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2017

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2017, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione,

la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2017 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre Partecipazioni Rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	28	150	178						
Imprese consolidate joint operation				8	5	13			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	25	28	20	38	58			
Valutate con il metodo del costo	4	7	11	3	31	34	4	24	28
	7	32	39	23	69	92	4	24	28
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale Imprese	35	182	217	31	77	108	4	24	28

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e a controllo congiunto residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia ha stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 30 giugno 2017 Eni controlla 10 società residenti in Stati o territori che applicano un regime fiscale privilegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 10 società, 6 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 10 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolese della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2017 saranno oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,91 68,99

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA)	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Itallana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

All'estero

Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd Burren (Cyp) H. Ltd (L)	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd Burren (Cyp) H. Ltd (L)	50,00 50,00		Co.
Burren Shakti Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Coral South FLNG DMCC ⁽⁸⁾	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato Imprese controllate

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sarl	99,99 (.) (.)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.004	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Daclón BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽⁸⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Lic	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Lic	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd (ex Tecnomare Egypt Ltd)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	29.075.343	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd	98,02		Co.
					Nigerian Agip E. Ltd	0,99		
					Agip En. Nat. Res. Ltd	0,99		
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV	99,99	100,00	C.I.
					Eni Oil Holdings BV	0,01		
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV	99,89	100,00	C.I.
					Eni Oil Holdings BV	0,11		
OOO 'Eni Energhla'	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV	99,90	100,00	C.I.
					Eni Oil Holdings BV	0,10		
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA	66,67		Co.
					Burren En. Congo Ltd	33,33		
Zetah Koullou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA	54,50		Co.
					Burren En. Congo Ltd	37,00		
					Soci Terzi	8,50		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Francia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Gas & Power NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	31.925.264	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	5.494.500	Eni Gas & Power NV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Trans Tunis. P. Co SpA LNG Shipping SpA Eni SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.486.070.500	Eni SpA Soci Terzi	98,99 1,01	98,99	C.I.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	31.033.000.000	Tigáz Zrt	100,00	98,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Fuel SpA	100,00		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombeole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

All'estero

Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco Di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sarl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (.)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (.)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Chimica

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia								
Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Raff. Milazzo ScpA Syndial SpA	53,55 18,74 15,37 11,58 0,76		P.N.
All'estero								
Dunastyr Polisztrolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 (.)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Lyndhurst, Hampshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italla SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,65 0,35	99,65	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Servizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,83	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Anic Partecipazioni SpA (In liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (In liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Contil Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	424.818.703,05	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (-)	100,00	C.I.

All'estero

Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
------------------------------	------------------	----------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni East Africa SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	71,43 28,57	71,43	I.O.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	I.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	11.077.085.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sarl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayls Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obalyed Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sarl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
InAgip doo ^(†)	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, I.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato Imprese a controllo congiunto e collegate

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Lic	Wilmington (USA)	USA	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Lic 'Westgasinvest' (†)	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mozambique LNG Marine Terminal SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	4.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mozambique MOF Company SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	4.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Nile Delta Oil Co Nldoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
North El Burg Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belaym Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	379.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Petrolunin SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.402.100.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Eni East Africa SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Shatskorneftegaz Sarl (†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	45,00 55,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tapco Petrol Boru Hattı Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.850.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecnicno Engineering Contractors Lp ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc ^(†)	Houston (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatvles Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	195.500.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginla Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginla Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginla International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zetah Noubi Ltd	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	I.O.
Transmed SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessalia SA ^(†)	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^(†) ⁽¹⁹⁾	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság ^(†)	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, I.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(19) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Mercl SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costlero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	I.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA ^(†)	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl ^(†) (in liquidazione)	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Petroven Srl ^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	I.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
SeaPad SpA ^(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Servizi Milazzo Srl ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	I.O.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Termica Milazzo Srl ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	I.O.

All'estero

AET - Raffinerlebeteteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoll Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	I.O.
City Carburoll SA ^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, I.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.098.752,57	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sarl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 (b) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH (†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(b) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA ^(†)	Novara	Italia	EUR	500.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	80,00 20,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Prilo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,16 4,38 62,46		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd ^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	301.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Zeal Ltd ^(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(b) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Salpem SpA (*) (†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(c) 0,70 68,76		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(‡) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(b) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00(c) Quota di Controllo: Eni SpA 30,76
Soci Terzi 69,24

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33		Co.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50		Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	20,48 79,52		Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	744.863.945,81	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01		Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50		Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	10,40 89,60		Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68		Co.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19		Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		Co.
Petrolera Gürlia SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50		Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69		Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc	13,60		Co.
					Soci Terzi	86,40		
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV	13,04		Co.
					Soci Terzi	86,96		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Nazionale per la Gestione Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati (ex Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati)	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	12,43 87,57		Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52		Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	145.758	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50		Co.
Compania de Economia Mixta 'Austrogas'	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69		Co.
Dépôt Pétroller de Fos SA	Fos Sur Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sarl Soci Terzi	16,81 83,19		Co.
Dépôt Pétroller de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sarl Soci Terzi	18,00 82,00		Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50		Co.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétroller de Gestion Snc	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sarl Soci Terzi	12,50 87,50		Co.
Sistema Integrado de Gestlon de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56		Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	23	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50		Co.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73		Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(14) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

(a) Azioni senza valore nominale.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA	10,00 ^(b)		Co.
					Emittenti Titoli SpA	0,78		
					Soci Terzi	89,22		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co = valutazione al costo.

(b) Quota di Controllo: Eni SpA 10,08
Soci Terzi 89,92

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 5)

Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Sopravvenuta rilevanza
Coral South FLNG DMCC	Dubai	Exploration & Production	Costituzione
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Eni Montenegro BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza

Imprese escluse (n. 4)

Burren Energy (Services) Limited (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles	Gas & Power	Cancellazione
Eni Daclón BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni RD Congo SA	Kinshasa	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

Imprese escluse (n. 1)

Petrolig Srl (in liquidazione)	Genova	Refining & Marketing	Sopravvenuta irrilevanza
--	--------	----------------------	--------------------------

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com



Eni SpA

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2016:

euro 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma,

codice fiscale 00484960588

partita IVA 00905811006

Sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1

San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

