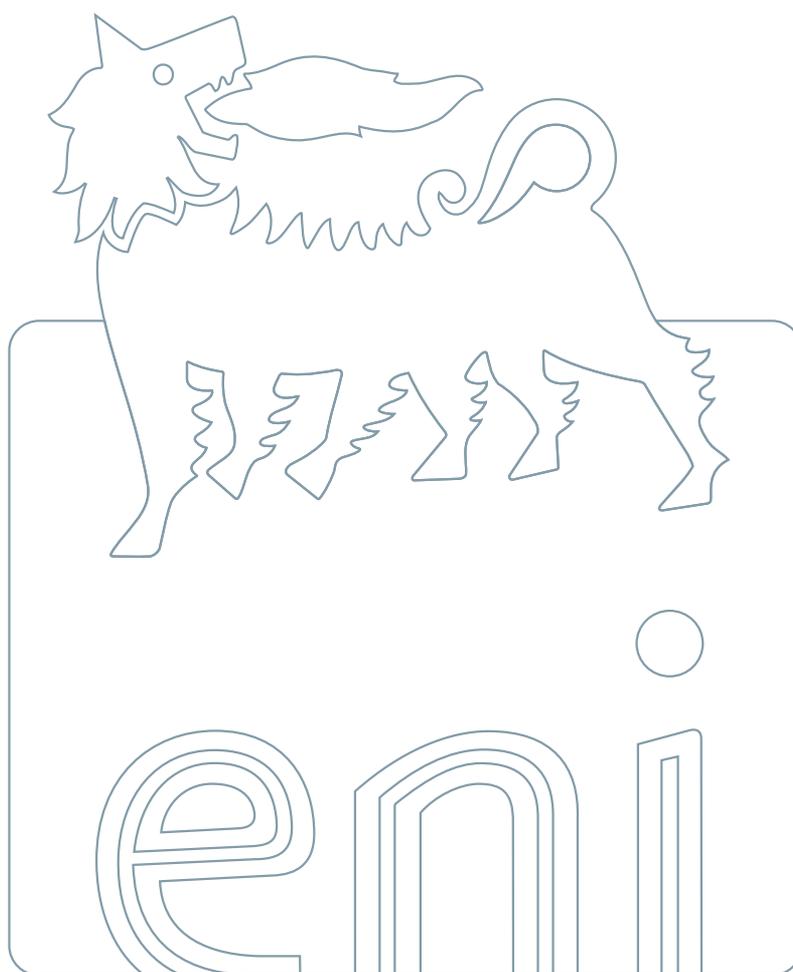

Relazione finanziaria semestrale
consolidata al 30 giugno 2016



Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2016





Relazione intermedia sulla gestione

4	Highlight
	Andamento operativo
8	Exploration & Production
14	Gas & Power
18	Refining & Marketing e Chimica
	Commento ai risultati e altre informazioni
22	Commento ai risultati economico-finanziari
23	Conto economico
39	Stato patrimoniale riclassificato
42	Rendiconto finanziario riclassificato
47	Fattori di rischio e incertezza
54	Evoluzione prevedibile della gestione
55	Altre informazioni

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

58	Schemi contabili
62	Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
125	Attestazione del management
126	Relazione della Società di revisione

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

128	Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2016
155	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

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 rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

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

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com

Highlight

Risultati adjusted > -75% l'utile operativo adjusted del semestre a €0,77 miliardi. Lo scenario prezzi/margini delle commodity ha penalizzato la performance operativa per €2,8 miliardi, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 hanno pesato per €0,5 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo.

Risultato netto adjusted: -€0,27 miliardi.

Risultato netto reported: -€0,83 miliardi (una perdita netta di €1,24 miliardi, compresa la perdita delle discontinued operations relativa alla valutazione al FV della partecipazione mantenuta in Saipem al momento della perdita del controllo).

Ebit adjusted > Tutti i settori mid e downstream hanno conseguito un ebit positivo.

Cash flow > €3,1 miliardi. Dismissioni per €0,95 miliardi relativi alla cessione del 12,503% di Saipem e della residua partecipazione in Snam. I principali cash out sono stati il saldo dividendo 2015 agli azionisti Eni (€1,44 miliardi), gli investimenti tecnici (€4,88 miliardi) e l'aumento di capitale sociale di Saipem (€1,07 miliardi). L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2016 di €13,81 miliardi è diminuito di €3,06 miliardi per effetto del closing dell'operazione Saipem con il rimborso dei finanziamenti intercompany (€5,8 miliardi).

Leverage > Al 30 giugno 2016 leverage pari a 0,26, in riduzione rispetto a 0,29 al 31 dicembre 2015.

Ottimizzazione dei capex e autofinanziamento > Confermata riduzione del 20% degli investimenti 2016 vs 2015 a cambi omogenei. Confermato l'obiettivo di autofinanziamento dei capex allo scenario Brent di circa 50 \$/barile nel 2016.

Acconto dividendo > Sulla base dei risultati del primo semestre 2016 e delle previsioni del piano industriale, al Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2016 sarà proposto un acconto dividendo di €0,40 per azione.

Nuovi progetti > Progetti di sviluppo in corso confermati nei tempi e nei costi a sostegno dell'incremento produttivo di oltre il 5% nel 2017 e con un contributo equity di 500 mila boe/giorno nell'arco di piano.

Produzione di idrocarburi > 1,734 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2016, in crescita dello 0,5% rispetto al primo semestre 2015, che si ridetermina in +1,3% escludendo l'impatto del fermo in Val d'Agri e dell'effetto prezzo nei PSA.

Avvii produttivi > Conseguiti 5 avvii rilevanti di produzione, tra cui Goliat nel Mare di Barents, dei 6 previsti a budget. Confermato un contributo da avvii/ramp-up di circa 290 mila boe/giorno per il 2016, inclusa la produzione derivante da Nooros, in Egitto, avviata in tempi record.

Successi esplorativi > Nel semestre 2016 è proseguito il track-record di successi esplorativi. Accertate 550 milioni di boe di nuove risorse prevalentemente near-field. Rivista al rialzo la guidance ad anno intero a 600 milioni di boe di nuove risorse rispetto all'obiettivo iniziale di 400 milioni di boe.

Goliat > Start-up produttivo del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Conseguito il plateau produttivo di 100 mila barili/giorno (65 mila in quota Eni).

Nooros > Eccellente time-to market del progetto Nooros in Egitto in produzione con circa 65 mila boe/giorno (33 mila in quota Eni) a soli 10 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015. Lo sviluppo del campo egiziano conferma il successo della strategia Eni di esplorazione near-field indirizzata su attività a elevato valore che consentono un rapido sviluppo delle scoperte attraverso le infrastrutture esistenti.

Zohr > Sanzionato dalle Autorità egiziane lo sviluppo di Zohr con avvio atteso entro la fine del 2017. Eseguite con successo prove di produzione e pozzi di delineazione che confermano il potenziale dell'area.

Mozambico > Prima fase dello sviluppo di Coral approvata da parte delle autorità del Mozambico per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.

Sicurezza delle persone > Continua il miglioramento dell'indice di frequenza infortuni totali registrabili (-11,1% rispetto al periodo di confronto 2015), per i dipendenti (-27,5%) e i contrattisti (-4,2%). Sulle performance hanno influito positivamente l'intensificarsi delle visite di controllo in campo, i roadshow di sicurezza, le attività svolte presso il Safety Competence Center di Gela e l'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione.

Cambiamento climatico > Nel maggio 2016 è stato lanciato un modello unico di integrazione tra business tradizionale e produzione di energia da fonti rinnovabili che prevede la realizzazione di progetti di generazione elettrica a emissioni zero localizzati presso gli impianti e le aree industriali dell'Eni, in modo da cogliere sinergie logistiche, contrattuali e commerciali con le attività tradizionali dell'azienda e riqualificare e valorizzare aree industriali attualmente inutilizzate. La nuova strategia Eni per contribuire alla transizione energetica verso un futuro a basso contenuto di carbonio prevede la realizzazione di progetti pilota basati principalmente sulla tecnologia del fotovoltaico presso siti di proprietà in Italia, Egitto e Pakistan.

Emissioni GHG > Le emissioni di GHG del primo semestre 2016 sono diminuite del 5,8% rispetto al primo semestre 2015 grazie alle minori emissioni da combustione (-1 milioni di tonnellate), al contenimento delle emissioni di metano (-0,2 milioni di tonnellate) conseguito grazie alle campagne sulle emissioni fuggitive terminate nel secondo semestre 2015 e ai progetti di efficienza energetica. L'indice di emissione rispetto alla produzione del settore upstream è migliorato dell'8,9% e risulta in linea con il target di fine anno.

Oil spill operativi > I barili sversati a seguito di oil spill operativi, riconducibili per il 97% al settore E&P, sono diminuiti del 2,8% rispetto al primo semestre 2015; il settore R&M e Chimica evidenzia un significativo miglioramento (19 barili sversati rispetto a 100 del primo semestre 2015). In Nigeria è in corso un piano di sostituzione dei gusci posizionati sui fori da effrazioni che costituiscono un potenziale punto debole.

Principali dati economici e finanziari ^(*)				
Esercizio			Primo semestre	
2015			2015	2016
72.286	Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	41.317	26.760
(3.076)	Utile (perdita) operativo		3.375	325
4.486	Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)		3.086	771
803	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a) (b)}		1.231	(267)
(7.952)	Utile (perdita) netto ^(a)		1.285	(829)
(826)	Utile (perdita) netto - discontinued operations ^(a)		(550)	(413)
(8.778)	Utile (perdita) netto di Gruppo ^(a) (continuing e discontinued operations)		735	(1.242)
(3.416)	Utile (perdita) complessivo ^(a)		5.068	(1.348)
12.155	Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b)		6.397	3.100
10.741	Investimenti tecnici - continuing operations		5.834	4.879
566	di cui: ricerca esplorativa		312	170
9.341	sviluppo riserve di idrocarburi		5.321	4.293
139.001	Totale attività a fine periodo		153.202	122.341
57.409	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		67.670	52.303
16.871	Indebitamento finanziario netto a fine periodo		16.477	13.814
74.280	Capitale investito netto a fine periodo		84.147	66.117
53.968	di cui: Exploration & Production		57.852	55.181
5.803	Gas & Power		7.214	5.526
6.986	Refining & Marketing e Chimica		9.147	6.545
13,8	Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	15,9	14,5
3.601,1	Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1
50	Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi)	57	52

(*) Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di cessione nel gennaio 2016, sono stati rilevati come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5. I periodi di confronto sono stati riesposti.

(a) Di competenza Eni.

(b) I dati di confronto sono elaborati su base standalone cioè escludono del tutto e non limitatamente ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

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

Principali indicatori reddituali e finanziari ^(*)				
Esercizio			Primo semestre	
2015			2015	2016
	Utile (perdita) netto - continuing operations			
(2,21)	- per azione ^(a)	(€)	0,35	(0,23)
(4,91)	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	0,78	(0,51)
	Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations			
0,37	- per azione ^(a)	(€)	0,40	(0,07)
0,82	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	0,89	(0,16)
0,29	Leverage		0,24	0,26
(2,4)	Coverage		6,0	1,1
1,4	Current ratio		1,4	1,6
76,3	Debt coverage		39,8	22,4

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

Principali indicatori di performance ^(a)

Esercizio 2015			Primo semestre	
			2015	2016
34.196	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	34.388	33.882
7.862	di cui: - donne (*)		7.912	7.776
13.316	- all'estero		13.559	12.883
23,7	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri) (*)	(%)	23,4	23,7
0,45	Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,45	0,40
0,41	- dipendenti		0,40	0,29
0,47	- contrattisti		0,48	0,46
1.603	Oil spill operativi	(barili)	601	584
41,56	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	20,78	19,58
31,49	di cui: - da combustione e processo		15,69	14,68
2,77	- da metano		1,38	1,18
5,50	- da flaring		2,84	2,85
1,80	- da venting		0,87	0,87
176	Costi di ricerca e sviluppo ^(b)	(€ milioni)	76	69
Exploration & Production				
12.821	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.948	12.678
1.760	Produzione di idrocarburi ^(c)	(migliaia di boe/giorno)	1.726	1.734
908	- petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	882	871
133	- gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	131	133
614,1	Produzione venduta ^(c)	(milioni di boe)	298,1	299,0
36,47	Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(c)	(\$/boe)	40,22	26,69
56,0	Acqua di formazione reiniettata	(%)	55,5	56,7
22,79	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,54	10,11
71	Community investment	(€ milioni)	23	22
Gas & Power				
4.484	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.473	4.338
90,88	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	48,01	45,25
38,44	- in Italia		21,11	19,42
52,44	- internazionali		26,90	25,83
34,88	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	16,82	18,09
10,57	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,06	5,19
Refining & Marketing e Chimica				
10.995	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.239	10.977
26,41	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	13,50	12,09
8,89	Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		4,35	4,21
5.846	Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	6.080	5.830
5.700	Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.745	2.898
3.801	Vendite di prodotti petrolchimici		1.871	1.931
73	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	71	73
8,19	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,18	4,28
6,17	Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	3,07	2,10

(*) Non includono i dipendenti delle società consolidate con metodo proporzionale

(a) Relativi alle continuing operations.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

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

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

Esercizio		Primo semestre	
2015		2015	2016
0,34	Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	
0,22	- dipendenti	0,37	0,40
0,39	- contrattisti	0,19	0,25
		0,44	0,45
21.436	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	
(959)	Utile (perdita) operativo	11.412	7.243
4.182	Utile (perdita) operativo adjusted	2.874	288
991	Utile (perdita) netto adjusted	2.665	450
9.980	Investimenti tecnici	872	(290)
		5.660	4.509
	Prezzi medi di realizzo ^(b)		
46,30	- Petrolio e condensati	(\$/barile)	
160,78	- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	
36,47	- Idrocarburi	(\$/boe)	
	Produzione ^(b)		
908	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	
133	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	
1.760	- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	
12.821	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	
8.249	di cui: all'estero	12.948	12.678
1.146	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	
10.530	Oil spill da sabotaggio (>1 barile)	471	565
56,0	Acqua di formazione reiniettata	(%)	
22,79	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	
5,51	di cui: CO ₂ eq da flaring	11,54	10,11
24,97	Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	
71	Community investment	(€ milioni)	
		25,14	22,91
		23	22

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

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

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Nel primo semestre 2016 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 30 giugno 2016 il portafoglio minerario di Eni consiste in 800 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 339.946 chilometri quadrati in quota Eni (342.708 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2015). Nel primo semestre 2016 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Ghana, Irlanda, Norvegia e Regno Unito, per una superficie di circa 6.100 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Australia, Gabon, Irlanda, Liberia, Norvegia e Stati Uniti per circa 6.500 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Portogallo e per variazioni di quota per circa 2.400 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 8 nuovi pozzi esplorativi (4,8 in quota Eni), a fronte dei 14 pozzi (9,2 in quota Eni) del primo semestre 2015.

Produzione

La produzione di idrocarburi¹ del primo semestre 2016 è stata di 1,734 milioni di boe/giorno, in lieve aumento rispetto al corrispondente periodo del 2015 (+0,5%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement e altri fattori, nonché l'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri (-33 mila boe/giorno), la produzione risulta in crescita dell'1,3% rispetto al semestre di confronto. Lo start-up di nuovi giacimenti e il ramp-up di quelli avviati nel 2015, in particolare in Venezuela, Norvegia e

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

Angola, nonché le maggiori produzioni in Iraq sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, Kazakistan e Libia, e dal declino di giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata del 93% (90% nel primo semestre 2015).

La produzione di petrolio (871 mila barili/giorno) è diminuita di 11 mila barili/giorno pari all'1,2% a seguito in particolare dell'interruzione della produzione in Val d'Agri e delle fermate programmate. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli avvii/ramp-up in Norvegia e Angola nonché dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 2 milioni di metri cubi/giorno rispetto al semestre di confronto, pari all'1,5%. Le maggiori produzioni in Venezuela sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate e dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 299 milioni di boe. La differenza di 16,7 milioni di boe rispetto alla produzione di 315,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (14,9 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}					
Esercizio		Primo semestre			
2015	(migliaia di boe/giorno)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
169	Italia	169	125	(44)	(26,0)
185	Resto d'Europa	184	189	5	2,7
662	Africa Settentrionale	659	634	(25)	(3,8)
341	Africa Sub-Sahariana	343	346	3	0,9
95	Kazakistan	99	104	5	5,1
135	Resto dell'Asia	111	136	25	22,5
147	America	134	176	42	31,3
26	Australia e Oceania	27	24	(3)	(11,1)
1.760		1.726	1.734	8	0,5
614,1	Produzione venduta	298,1	299,0	0,9	0,3
	(milioni di boe)				

Produzione di petrolio e condensati ^(a)					
Esercizio		Primo semestre			
2015	(migliaia di barili/giorno)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
69	Italia	69	40	(29)	(42,0)
85	Resto d'Europa	86	94	8	9,3
272	Africa Settentrionale	268	246	(22)	(8,2)
256	Africa Sub-Sahariana	256	260	4	1,6
56	Kazakistan	58	58		
78	Resto dell'Asia	52	86	34	65,4
87	America	87	84	(3)	(3,4)
5	Australia e Oceania	6	3	(3)	(50,0)
908		882	871	(11)	(1,2)

Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}					
Esercizio		Primo semestre			
2015	(milioni di metri cubi/giorno)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
16	Italia	16	13	(3)	(18,8)
16	Resto d'Europa	15	15		
61	Africa Settentrionale	61	60	(1)	(1,6)
13	Africa Sub-Sahariana	14	13	(1)	(7,1)
6	Kazakistan	6	7	1	16,7
9	Resto dell'Asia	9	8	(1)	(11,1)
9	America	7	14	7	100,0
3	Australia e Oceania	3	3		
133		131	133	2	1,5

(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 (12,7 e 11,2 milioni di metri cubi rispettivamente nel primo semestre 2016 e 2015, e 11,2 milioni di metri cubi/giorno nel 2015).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare nel 2016 proseguono: (i) l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; e (ii) le azioni per la promozione della cultura e dello sviluppo socio-economico dell'area.

Nell'ambito del procedimento penale per presunti reati ambientali nella gestione del centro oli di Viggiano, il 31 marzo 2016 la Procura della Repubblica di Potenza ha disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva (due vasche di stoccaggio dell'unità per il trattamento delle acque di strato del centro olio ed il pozzo di re-iniezione Costa Molina 2) che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni.

Il 1° giugno 2016 Eni ha ricevuto da parte della Procura la notifica dell'atto di dissequestro temporaneo finalizzato a consentire l'esecuzione di alcune modifiche non sostanziali all'impianto, volte a risolvere quanto contestato dalla Procura.

L'intervento per la realizzazione delle modifiche è stato autorizzato dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico. La modifica impiantistica è stata completata l'8 luglio 2016. La società è in attesa che la Procura verifichi la corretta attuazione della modifica, procedendo al dissequestro definitivo (per ulteriori informazioni v. la sezione contenziosi a pag. 102).

Le altre principali attività hanno riguardato interventi nell'offshore Adriatico: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Morena e Cervia; e (ii) lo start-up del progetto di sviluppo Clara NW.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono proseguiti gli studi propedeutici al progetto offshore di sviluppo Argo Cluster.

Inoltre, il Protocollo d'Intesa include l'intervento Eni in opere di compensazione per lo sviluppo sostenibile del territorio, con un contributo economico complessivo pari a €32 milioni. Sono stati firmati 3 protocolli attuativi, di cui il primo, completato, ha riguardato la realizzazione di una sala espositiva presso il Museo Archeologico di Gela.

Resto d'Europa

Norvegia Nel primo semestre 2016 Eni si è aggiudicata le licenze esplorative PL 128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, PL 816 (Eni 70%, operatore) nel Mare del Nord norvegese, PL 229D (Eni 65%, operatore) e PL 849 (Eni 30%) nel Mare di Barents.

Nel marzo 2016 è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. La produzione ha raggiunto il target di 100 mila barili/giorno (65 mila barili/giorno in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio. La produzione avviene attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentono di minimizzare l'impatto ambientale.

Le altre attività hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling a sostegno della produzione dei giacimenti Ekofisk ed Eldfisk nella licenza PL018 (Eni 12,39%) nel Mare del Nord norvegese; (ii) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione sui giacimenti di Asgard (Eni 14,82%), Heidrun (Eni 5,17%) e Norne Outside (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC (Eni 75%, operatore) con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione. Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di oltre 30 mila boe/giorno (quota Eni).

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e production optimization nel giacimento di Rod (Eni 66%, operatore) anche attraverso l'implementazione della tecnologia Enhanced Oil Recovery WAG (Water Alternate Gas injection).

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte near-field attraverso: (i) il pozzo esplorativo Nidoco North 1X nella concessione Abu Madi West (Eni 75%) nel Delta del Nilo. Il pozzo esplorativo, avviato già in produzione, e il pozzo di sviluppo Nidoco North West 4, hanno portato la produzione del campo di Nooros a circa 65 mila boe/giorno (33 mila in quota Eni), in soli 10 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015; (ii) il pozzo Baltim South West 1X nella licenza Baltim South (Eni 50%, operatore), nelle acque convenzionali del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooros. Sono in corso di valutazione le possibili opzioni di sviluppo sinergiche. Questo conferma il successo della strategia Eni di esplorazione near-field indirizzata su attività a elevato valore che consentano un rapido sviluppo delle scoperte attraverso le infrastrutture esistenti.

Nel febbraio 2016 il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerario egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo della scoperta giant a gas di Zohr nella licenza operata di Shorouk (Eni 100%). Il first gas è previsto a fine 2017. È stata eseguita con successo la prima prova di produzione sul pozzo Zohr 2X, primo pozzo di delineazione della scoperta. Il pozzo ha erogato sino a 1,3 milioni di metri cubi/giorno, confermando la qualità della scoperta. Sono stati inoltre perforati nell'area nord il pozzo di delineazione Zohr 3X e il pozzo di sviluppo Zohr 4X, che hanno confermato il potenziale dell'area. Inoltre, sono iniziati i lavori di costruzione dell'impianto onshore di trattamento del gas prodotto e sono state già avviate e quasi completate le gare per l'assegnazione delle attività di installazione delle strutture offshore.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la prosecuzione delle attività sul progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 nella concessione Ras El Barr (Eni 50%) con la perforazione e il completamento di un pozzo. Le attività di drilling proseguono con la perforazione di un ulteriore pozzo; (ii) attività di perforazione nelle concessioni del Delta del Nilo e di Baltim (Eni 50%) e il programma di sviluppo dell'impianto di trattamento onshore Abu Madi/El Qara al fine di incrementare la capacità fino a 20 milioni di metri cubi/giorno; (iii) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai 12 (Eni 100%), Meleiha (Eni 45%) e Ashrafi (Eni 25%) per sostenere la capacità produttiva; (iv) lo start-up di un impianto di trattamento gas nella concessione Meleiha.

Libia Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione programmata presso l'impianto di trattamento di Mellitah nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); (ii) l'installazione di una nuova FSO presso il giacimento in produzione di Bouri (Eni 50%). Lo start-up è previsto nel terzo trimestre dell'anno; (iii) la seconda fase di sviluppo del giacimento di Bahr Essalam (Eni 50%) con la perforazione di 9 dei 10 pozzi offshore previsti dalla campagna di drilling. È stato assegnato il contratto EPCI per la fornitura e l'installazione delle flowline. Il first gas è previsto nel primo semestre del 2018.

Africa Sub-Sahariana

Angola Nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) è in produzione dalla fine del 2014 il progetto West Hub, prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo. Nel gennaio 2016 è stata avviata la produzione del campo di M'Pungi, il cui ramp-up ha portato la produzione complessiva dell'area a circa 30 mila barili/giorno in quota Eni.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di flaring down sul giacimento Nemba (Eni 9,8%), con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; e (ii) le attività a progetto sul giacimento Mafumeira (Eni 9,8%) con start-up previsto alla fine del 2016.

Congo Prosegue l'attività di sviluppo della fase 2A, sanzionata nel 2015, del giacimento in produzione di Néné Marine nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore). Lo start-up è previsto alla fine del 2016.

Sono proseguite le attività in programma sul giacimento di Litchendjili nel blocco Marine XII, con il conseguimento del picco produttivo di 12 mila boe/giorno. La produzione gas del giacimento alimenta la centrale elettrica CEC (Eni 20%). Lo sviluppo del giacimento sarà completato entro l'anno.

Ghana Nel marzo 2016 Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%), nell'offshore del Paese. Il nuovo blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, anch'esso operato da Eni con una quota del 47,22%, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.

Nel primo semestre 2016 le attività di sviluppo sul progetto OCTP hanno riguardato il completamento di 12 pozzi di sviluppo e la ristrutturazione dell'unità FPSO. Proseguono le attività in programma per la realizzazione della facility onshore e offshore. L'avvio della produzione di petrolio è previsto nel 2017 e il first gas nel 2018.

Nigeria Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbara-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) con start-up previsto nel secondo semestre del 2016; e (ii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri che prevede l'hook-up dei rimanenti 12 pozzi produttori dei 23 già perforati, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel primo semestre del 2017.

Kazakhstan

Kashagan Sono proseguite le attività di sostituzione delle due pipeline danneggiate. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che la produzione raggiunga la capacità totale della Fase 1 dello sviluppo, pari a 370 mila barili/giorno, nel corso del 2017.

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 È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%) attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas.

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 ai progetti di sviluppo, è in corso, in conformità alle best practices e standard internazionali, il progetto per la rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015.

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

Resto dell'Asia

Indonesia Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik (Eni 55%, operatore) nell'offshore del Kalimantan. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel 2017; e (ii) il progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, con avvio atteso nel terzo trimestre 2016.

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.

America

Messico Nel giugno 2016, è stata ottenuta da parte delle competenti Autorità del Paese l'approvazione del Piano di Appraisal del Blocco 1 (Eni 100%), dove sono localizzate le scoperte Amoca, Mitzon e Tecoalli, in acque poco profonde con un potenziale di 800 milioni di barili di olio e 14 miliardi di metri cubi di gas in posto. Il piano di delineazione dei giacimenti prevede la perforazione di 4 pozzi. L'avvio delle attività di drilling è previsto alla fine del 2016.

Stati Uniti È stata avviata la produzione del progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Proseguono le attività di sviluppo pianificate, con la perforazione di ulteriori 2 pozzi produttori con start-up atteso alla fine del 2016.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) lo start-up produttivo del pozzo Devil's Tower South-West nell'ambito dello sviluppo del giacimento operato Devil's Tower (Eni 75%), con una produzione di circa 2 mila boe/giorno; e (ii) l'avvio delle attività di drilling della Fase 2 di sviluppo del campo di Lucius (Eni 8,5%), con start-up previsto nel corso del terzo trimestre 2016.

Venezuela Nel giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%) sono stati perforati e posti in produzione il quinto e il sesto pozzo produttore, a completamento della prima piattaforma produttiva del progetto. La produzione del giacimento è attualmente pari a circa 15 milioni di metri cubi/giorno al 100% (pari a 96 mila boe/giorno).

Proseguono le attività di drilling del giacimento di olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€4.509 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€4.293 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Indonesia, Kazakhstan, Norvegia, Iraq e Libia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€170 milioni) hanno riguardato le attività all'estero, in particolare in Egitto, Angola e Congo.

Investimenti tecnici						
Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
699	Italia		398	250	(148)	(37,2)
1.404	Resto d'Europa		813	351	(462)	(56,8)
1.810	Africa Settentrionale		1.101	1.339	238	21,6
3.181	Africa Sub-Sahariana		1.786	1.297	(489)	(27,4)
842	Kazakhstan		400	392	(8)	(2,0)
1.351	Resto dell'Asia		725	753	28	3,9
669	America		416	123	(293)	(70,4)
24	Australia e Oceania		21	4	(17)	(81,0)
9.980			5.660	4.509	(1.151)	(20,3)

Gas & Power

Principali indicatori di performance

Esercizio		Primo semestre	
2015		2015	2016
0,89	Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,78	0,38
0,91	- dipendenti	0,76	0,26
0,81	- contrattisti	0,85	0,66
52.096	Ricavi della gestione caratteristica ^(a) (€ milioni)	30.636	19.764
(1.258)	Utile (perdita) operativo	213	(71)
(126)	Utile (perdita) operativo adjusted	325	56
(168)	Utile (perdita) netto adjusted	222	3
154	Investimenti tecnici	44	44
90,88	Vendite gas mondo ^(b) (miliardi di metri cubi)	48,01	45,25
38,44	- in Italia	21,11	19,42
52,44	- internazionali	26,90	25,83
34,88	Vendite di energia elettrica (terawattora)	16,82	18,09
4.484	Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	4.473	4.338
2.461	di cui: all'estero	2.460	2.365
10,57	Emissioni dirette di gas serra (milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,06	5,19
410,09	Emissioni dirette di CO ₂ eq/KWheq (gCO ₂ eq/kWheq)	425,39	403,20

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,48 miliardi di metri cubi (1,60 e 3,16 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2015, rispettivamente).

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 42,57 miliardi di metri cubi con un calo di 2,54 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, rispetto al primo semestre del 2015.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (38,11 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti di 2,97 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2015 (-7,2%), per effetto dei minori volumi approvvigionati in Libia (-1,50 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (-1,42 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+2,86 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (2,91 miliardi di metri cubi) sono in calo del 7,3% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri.

Approvvigionamenti di gas naturale						
Esercizio		(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
6,73	Italia		3,14	2,91	(0,23)	(7,3)
30,33	Russia		14,99	14,40	(0,59)	(3,9)
6,05	Algeria (incluso il GNL)		3,27	6,13	2,86	87,5
7,25	Libia		3,91	2,41	(1,50)	(38,4)
11,73	Paesi Bassi		6,66	5,24	(1,42)	(21,3)
8,40	Norvegia		4,46	4,42	(0,04)	(0,9)
2,35	Regno Unito		1,17	0,86	(0,31)	(26,5)
0,21	Ungheria		0,21	0,01	(0,20)	(95,2)
3,11	Qatar (GNL)		1,69	1,49	(0,20)	(11,8)
7,21	Altri acquisti di gas naturale		3,70	2,22	(1,48)	(40,0)
2,02	Altri acquisti di GNL		1,02	0,93	(0,09)	(8,8)
78,66	Estero		41,08	38,11	(2,97)	(7,2)
85,39	TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		44,22	41,02	(3,20)	(7,2)
	Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,02	1,58	0,56	54,9
(0,34)	Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,13)	(0,03)	0,10	76,9
85,05	DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		45,11	42,57	(2,54)	(5,6)
2,67	Disponibilità per la vendita delle società collegate		1,30	1,20	(0,10)	(7,7)
3,16	Volumi E&P		1,60	1,48	(0,12)	(7,5)
90,88	TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		48,01	45,25	(2,76)	(5,7)

Vendite di gas naturale

Vendite di gas per mercato						
Esercizio		(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
38,44	ITALIA		21,11	19,42	(1,69)	(8,0)
4,19	Grossisti		2,33	2,17	(0,16)	(6,9)
16,35	PSV e borsa		9,01	8,22	(0,79)	(8,8)
4,66	Industriali		2,51	2,29	(0,22)	(8,8)
1,58	PMI e terziario		0,92	1,01	0,09	9,8
0,88	Termoelettrici		0,44	0,30	(0,14)	(31,8)
4,90	Residenziali		3,08	2,59	(0,49)	(15,9)
5,88	Autoconsumi		2,82	2,84	0,02	0,7
52,44	VENDITE INTERNAZIONALI		26,90	25,83	(1,07)	(4,0)
42,89	Resto d'Europa		22,45	21,94	(0,51)	(2,3)
4,61	Importatori in Italia		2,24	2,12	(0,12)	(5,4)
38,28	Mercati europei		20,21	19,82	(0,39)	(1,9)
5,40	<i>Penisola Iberica</i>		2,59	2,45	(0,14)	(5,4)
5,82	<i>Germania/Austria</i>		2,57	4,18	1,61	62,6
7,94	<i>Benelux</i>		4,52	4,32	(0,20)	(4,4)
1,58	<i>Ungheria</i>		0,91	0,87	(0,04)	(4,4)
1,96	<i>Regno Unito</i>		1,15	0,72	(0,43)	(37,4)
7,76	<i>Turchia</i>		3,87	2,98	(0,89)	(23,0)
7,11	<i>Francia</i>		4,34	3,91	(0,43)	(9,9)
0,71	<i>Altro</i>		0,26	0,39	0,13	50,0
6,39	Mercati extra europei		2,85	2,41	(0,44)	(15,4)
3,16	E&P in Europa e nel Golfo del Messico		1,60	1,48	(0,12)	(7,5)
90,88	TOTALE VENDITE GAS MONDO		48,01	45,25	(2,76)	(5,7)

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dal lieve recupero della domanda di gas, le vendite di gas naturale del primo semestre 2016 di 45,25 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) hanno evidenziato un calo di 2,76 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2015, pari al 5,7%.

In diminuzione le vendite in Italia (19,42 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente delle minori vendite all'hub (PSV) e del calo dei volumi commercializzati al segmento residenziale a causa dello

sfavorevole effetto climatico. In lieve calo i ritiri degli importatori in Italia (-0,12 miliardi di metri cubi) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 19,82 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,9% a causa del calo delle vendite in Turchia, per minori ritiri da parte di Botas, della flessione dei volumi commercializzati in Francia e Regno Unito, per effetto della maggiore pressione competitiva, nonché delle minori vendite spot in Benelux. Tali fenomeni sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori volumi spot in Germania/Austria.

In calo le vendite nei mercati extra europei (-0,44 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL sui mercati del Far East a causa dei mancati rinnovi contrattuali.

In calo le vendite dirette del settore Exploration & Production (1,48 miliardi di metri cubi) rispetto al periodo di confronto (1,60 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati in Regno Unito e negli Stati Uniti, solo parzialmente bilanciati dalle maggiori vendite effettuate in Norvegia.

Vendite di gas per entità						
Esercizio		Primo semestre				
2015		(miliardi di metri cubi)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
84,94	Vendite delle società consolidate		45,07	42,36	(2,71)	(6,0)
38,44	Italia (inclusi autoconsumi)		21,11	19,42	(1,69)	(8,0)
41,14	Resto d'Europa		21,56	21,04	(0,52)	(2,4)
5,36	Extra Europa		2,40	1,90	(0,50)	(20,8)
2,78	Vendite delle società collegate (quota Eni)		1,34	1,41	0,07	5,2
1,75	Resto d'Europa		0,89	0,90	0,01	1,1
1,03	Extra Europa		0,45	0,51	0,06	13,3
3,16	E&P in Europa e nel Golfo del Messico		1,60	1,48	(0,12)	(7,5)
90,88	TOTALE VENDITE GAS MONDO		48,01	45,25	(2,76)	(5,7)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Nel primo semestre 2016, la produzione di energia elettrica è stata di 9,88 terawattora, in aumento di 0,24 terawattora rispetto al primo semestre 2015. Al 30 giugno 2016 la potenza installata in esercizio delle centrali Enipower è di 4,8 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2015). In crescita gli acquisti (+1,03 terawattora) per effetto dell'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Esercizio		Primo semestre				
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
4.270	Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.015	1.987	(28)	(1,4)
313	Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	164	182	18	11,0
20,69	Produzione di energia elettrica	(terawattora)	9,64	9,88	0,24	2,5
9.318	Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	4.747	4.254	(493)	(10,4)

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2016 le vendite di energia elettrica (18,09 TWh) sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (1%). Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2016 sono in crescita di 1,27 TWh, pari al 7,6%, per effetto dell'aumento delle vendite ai grossisti (+1,07 TWh) e al middle market (+0,79 TWh), parzialmente compensati dal calo delle vendite alle PMI ed ai clienti large.

Disponibilità di energia elettrica						
Esercizio		(terawattora)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
20,69	Produzione di energia elettrica		9,64	9,88	0,24	2,5
14,19	Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,18	8,21	1,03	14,3
34,88			16,82	18,09	1,27	7,6
25,90	Mercato libero		12,24	13,46	1,22	10,0
5,09	Borsa elettrica		2,61	2,79	0,18	6,9
3,23	Siti		1,61	1,57	(0,04)	(2,5)
0,66	Altro ^(a)		0,36	0,27	(0,09)	(25,0)
34,88	Vendite di energia elettrica		16,82	18,09	1,27	7,6

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

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2016 gli investimenti tecnici di €44 milioni hanno riguardato essenzialmente le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€29 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€12 milioni).

Investimenti tecnici						
Esercizio		(€milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
69	Mercato		18	29	11	61,1
69	Generazione elettrica		25	12	(13)	(52,0)
16	Trasporto internazionale		1	3	2	..
154			44	44		

Refining & Marketing e Chimica

Principali indicatori di performance				
Esercizio			Primo semestre	
			2015	2016
1,07	Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,88	0,46
0,97	- dipendenti		1,06	0,38
1,17	- contrattisti		0,71	0,56
22.639	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	12.051	8.698
(1.567)	Utile (perdita) operativo		219	363
695	Utile (perdita) operativo adjusted		226	333
387	- Refining & Marketing		131	110
308	- Chimica		95	223
512	Utile (perdita) netto adjusted		175	248
282	- Refining & Marketing		92	67
230	- Chimica		83	181
628	Investimenti tecnici		255	212
26,41	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	13,50	12,09
49	Grado di conversione del sistema	(%)	53	50
548	Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	513	548
204	Lavorazioni green	(migliaia di tonnellate)	93	91
8,89	Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,35	4,21
5.846	Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.080	5.830
1.754	Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	831	839
1,14	Grado di efficienza della rete	(%)	1,16	1,16
5.700	Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.745	2.898
3.801	Vendite di prodotti petrolchimici		1.871	1.931
73	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	71	73
10.995	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.239	10.977
2.360	di cui: all'estero		2.476	2.334
8,19	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,18	4,28
237,40	Emissioni GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(b)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	242,44	270,96
6,17	Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	3,07	2,10
87,90	Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce (Versalis)	(%)	87,80	88,90

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel primo semestre 2016 sono state di 12,09 milioni di tonnellate con un calo del 10,4% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (-1,41 milioni di tonnellate). A perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, le lavorazioni del semestre sono diminuite del 5,3% rispetto al semestre 2015.

In Italia il decremento dei volumi processati (-5,7%) riflette principalmente la minore disponibilità di greggi provenienti dai giacimenti nazionali a seguito della fermata produttiva di Val d'Agri, nonché l'impatto delle manutenzioni programmate.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 1,41 milioni di tonnellate sono in lieve calo rispetto all'anno precedente (-3%), al netto della citata dismissione della partecipazione in Repubblica Ceca.

Il 14% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di circa 5 punti percentuali rispetto al primo semestre 2015 (19%) per effetto dell'indisponibilità delle produzioni equity della Val d'Agri.

Sostanzialmente stabili rispetto al 2015 i volumi di green feedstock processati presso Venezia.

Disponibilità di prodotti petroliferi						
Esercizio		(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
2015						
	ITALIA					
18,37	Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		9,30	8,72	(0,58)	(6,2)
(0,38)	Lavorazioni in conto terzi		(0,23)	(0,07)	0,16	69,6
4,73	Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		2,25	2,03	(0,22)	(9,8)
22,72	Lavorazioni in conto proprio		11,32	10,68	(0,64)	(5,7)
(1,52)	Consumi e perdite		(0,65)	(0,76)	(0,11)	(16,9)
21,20	Prodotti disponibili da lavorazioni		10,67	9,92	(0,75)	(7,0)
6,22	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,93	3,06	0,13	4,4
(0,48)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,39)	(0,20)	0,19	48,7
(0,41)	Consumi per produzione di energia elettrica		(0,23)	(0,18)	0,05	21,7
26,53	Prodotti venduti		12,98	12,60	(0,38)	(2,9)
	ESTERO					
3,69	Lavorazioni in conto proprio		2,18	1,41	(0,77)	(35,3)
(0,23)	Consumi e perdite		(0,11)	(0,11)		
3,46	Prodotti disponibili da lavorazioni		2,07	1,30	(0,77)	(37,2)
4,77	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,37	2,29	(0,08)	(3,4)
0,48	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,39	0,20	(0,19)	(48,7)
8,71	Prodotti venduti		4,83	3,79	(1,04)	(21,5)
26,41	Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		13,50	12,09	(1,41)	(10,4)
5,04	<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		2,39	1,59	(0,80)	(33,5)
35,24	Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		17,81	16,39	(1,42)	(8,0)
0,27	Vendite di greggi		0,18	0,12	(0,06)	(33,3)
35,51	TOTALE VENDITE		17,99	16,51	(1,48)	(8,2)

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2016, le vendite di prodotti petroliferi (16,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,42 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2015, con un decremento pari all'8%, per effetto della cessione delle consociate dell'Europa dell'Est.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero						
Esercizio		(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
2015						
5,96	Rete		2,87	2,87		
7,84	Extrarete		3,69	3,85	0,16	4,3
1,17	Petrolchimica		0,66	0,52	(0,14)	(21,2)
11,56	Altre vendite		5,76	5,36	(0,40)	(6,9)
26,53	Vendite in Italia		12,98	12,60	(0,38)	(2,9)
2,93	Rete resto d'Europa		1,48	1,34	(0,14)	(9,5)
3,83	Extrarete resto d'Europa		2,06	1,50	(0,56)	(27,2)
0,43	Extrarete mercati extra europei		0,21	0,21		
1,52	Altre vendite		1,08	0,74	(0,34)	(31,5)
8,71	Vendite all'estero		4,83	3,79	(1,04)	(21,5)
35,24	VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		17,81	16,39	(1,42)	(8,0)

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2016, le vendite sulla rete in Italia (2,87 milioni di tonnellate) sono stabili rispetto al corrispondente periodo del 2015. La quota di mercato media del primo semestre 2016 è del 24%, in diminuzione di 0,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (24,5%). Tale riduzione è connessa principalmente alla flessione delle vendite sulla rete autostradale e convenzionata. Al 30 giugno 2016 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.421 stazioni di servizio, sostanzialmente in linea con l'anno precedente (4.420 stazioni di servizio al 31 dicembre 2015) per

effetto del saldo positivo tra acquisizioni e chiusure di contratti di convenzionamento (16 unità) e delle chiusure di impianti a basso erogato (15 unità).

L'erogato medio (746 mila litri) è in lieve crescita di 13 mila litri rispetto al primo semestre 2015 (733 mila litri), a seguito delle iniziative commerciali di razionalizzazione.

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 1,34 milioni di tonnellate sono, a perimetro omogeneo, sostanzialmente in linea rispetto al corrispondente periodo precedente, escludendo le attività cedute nel luglio 2015 nell'Europa dell'Est.

Al 30 giugno 2016 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.409 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 17 unità rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto della cessione degli impianti in Slovenia, avvenuta il 30 giugno 2016.

L'erogato medio (1.117 mila litri) è in lieve crescita di 19 mila litri rispetto all'anno precedente.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 3,85 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 160 mila tonnellate, pari al 4,3% per effetto essenzialmente dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, gasolio, combustibili e lubrificanti, parzialmente compensati dalle minori vendite di bunkeraggi e GPL.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,52 milioni di tonnellate) registrano un decremento del 21,2% riferibile alle minori forniture di feedstock.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 1,50 milioni di tonnellate, sono a perimetro omogeneo, diminuite del 7,9% rispetto al primo semestre 2015 escludendo le attività cedute nell'Europa dell'Est.

Le altre vendite in Italia e all'estero (6,10 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 0,74 milioni di tonnellate, pari al 10,8% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Chimica

Disponibilità di prodotti						
Esercizio		(migliaia di tonnellate)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
3.334	Intermedi		1.585	1.755	170	10,7
2.366	Polimeri		1.160	1.143	(17)	(1,5)
5.700	Produzioni		2.745	2.898	153	5,6
(1.908)	Consumi e perdite		(1.157)	(1.115)	42	(3,6)
9	Acquisti e variazioni rimanenze		283	148	(135)	(47,7)
3.801			1.871	1.931	60	3,2

Le vendite di prodotti petrolchimici di 1.931 mila tonnellate sono in aumento di 60 mila tonnellate, +3,2% rispetto al primo semestre del 2015, per effetto principalmente delle maggiori vendite spot di olefine (in particolare etilene +49%), derivati (+6,4%) e di elastomeri (+5,6%). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalle minori vendite di polietilene (-14,1%) a seguito delle fermate non programmate occorse agli impianti di Ragusa e Ferrara nel primo trimestre e dei minori volumi venduti di stirenici (-6,9%) per un guasto all'impianto EPS di Mantova.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 2.898 mila tonnellate sono aumentate di 153 mila tonnellate (+5,6%). I principali incrementi produttivi hanno riguardato il sito di Brindisi (+37,1%) e Dunkerque (+21,5%). In flessione le produzioni di Ferrara (-23,3%) e Ragusa (-95,5%), per fermate accidentali degli impianti polietilene ad inizio anno.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2016, gli investimenti tecnici del settore di €212 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€107 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€33 milioni); (iii) investimenti di varia natura nella Chimica (€72 milioni).

Investimenti tecnici						
Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
282	Refining		117	107	(10)	(8,5)
126	Marketing		38	33	(5)	(13,2)
408			155	140	(15)	(9,7)
220	Chimica		100	72	(28)	(28,0)
628			255	212	(43)	(16,9)

Commento ai risultati economico-finanziari

Continuing e discontinued operations

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

Per quanto riguarda l'altro settore Eni classificato come attività destinata alla vendita nel bilancio 2015, la I&C, il 22 gennaio 2016 con il perfezionamento della cessione a CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem in mano Eni per il corrispettivo di €463 milioni e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sulla società, si è verificato il trigger per la perdita di controllo dell'Eni su Saipem e il conseguente deconsolidamento con efficacia 1° gennaio 2016. La partecipazione mantenuta del 30,55% è classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method come previsto dagli IFRS. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di €4,2 per azione (per un controvalore di €564 milioni ai quali si aggiungono €1.050 milioni relativi all'aumento di capitale in quota Eni sottoscritto contestualmente alle transazioni descritte per un valore di carico iniziale di €1.614 milioni) e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operations del primo semestre 2016. Grazie ai proventi dell'aumento del capitale sociale e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze, Saipem ha rimborsato i finanziamenti intercompany concessi da Eni (€5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015).

Nella presente Relazione finanziaria semestrale consolidata, i risultati adjusted delle continuing operations del semestre 2015 sono esposti su base stand-alone, escludendo cioè il contributo di Saipem. Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa. La perdita netta delle discontinued operations del semestre 2016 rileva esclusivamente la svalutazione della partecipazione Saipem conseguente al suo allineamento alla quotazione di borsa del 22 gennaio, data in cui è avvenuta la perdita del controllo a seguito della cessione a CDP Equity del 12,503% del capitale sociale e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale. Per maggiori informazioni v. la sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti.

Conto economico

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
72.286	Ricavi della gestione caratteristica	41.317	26.760	(14.557)	(35,2)
1.252	Altri ricavi e proventi	669	502	(167)	(25,0)
(59.967)	Costi operativi	(33.290)	(22.964)	10.326	31,0
(485)	Altri proventi e oneri operativi	(298)	1	299	..
(15.474)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.834)	(3.853)	981	20,3
(688)	Radiazioni	(189)	(121)	68	36,0
(3.076)	Utile (perdita) operativo	3.375	325	(3.050)	(90,4)
(1.306)	Proventi (oneri) finanziari	(563)	(288)	275	48,8
105	Proventi netti su partecipazioni	452	78	(374)	(82,7)
(4.277)	Utile (perdita) prima delle imposte	3.264	115	(3.149)	(96,5)
(3.122)	Imposte sul reddito	(1.765)	(939)	826	46,8
..	Tax rate (%)	54,1
(7.399)	Utile (perdita) netto - continuing operations	1.499	(824)	(2.323)	..
(1.974)	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.298)	(413)	885	68,2
(9.373)	Utile (perdita) netto	201	(1.237)	(1.438)	..
	<i>di competenza:</i>				
(8.778)	Eni:	735	(1.242)	(1.977)	..
(7.952)	- continuing operations	1.285	(829)	(2.114)	..
(826)	- discontinued operations	(550)	(413)	137	24,9
(595)	Interessenze di terzi:	(534)	5	539	..
553	- continuing operations	214	5	(209)	(97,7)
(1.148)	- discontinued operations	(748)		748	..

Utile netto

Nel primo semestre 2016 Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €829 milioni con un sensibile peggioramento rispetto al primo semestre 2015 (che chiudeva in utile per €1.285 milioni) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero e del persistente eccesso di offerta e di capacità nei settori europei del gas e della raffinazione. Tali trend hanno eroso la redditività operativa e il flusso di cassa del Gruppo.

La gestione industriale con €325 milioni di utile ha registrato una contrazione di €3.050 milioni dovuta alla flessione dei ricavi E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-31,4%) e del prezzo del gas Italia, oltreché alla perdita di produzione in Val d'Agri, nonché al peggioramento della performance del settore Gas & Power. Gli effetti dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa sono stati attenuati da azioni diffuse di efficienza e di ottimizzazione e dalla crescita della produzione.

Sulla perdita netta ha inciso in misura importante la rilevazione di imposte di €939 milioni pur in presenza di un utile ante imposte trascurabile, che riflettono l'impatto dello scenario nella E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, nonché la ridotta capacità d'iscrizione di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.242 milioni e include la perdita delle discontinued operations di €413 milioni dovuta principalmente alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value alla data della perdita del controllo.

Risultati adjusted

Esercizio		Primo semestre				
2015		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
5.708	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		3.618	771	(2.847)	(78,7)
(1.222)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		(532)			
4.486	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone		3.086	771	(2.315)	(75,0)
(7.952)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		1.285	(829)	(2.114)	..
782	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		41	101		
8.487	Esclusione <i>special item</i>		129	461		
1.317	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		1.455	(267)	(1.722)	..
(514)	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations		(224)			
803	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone		1.231	(267)	(1.498)	..
82,4	Tax rate (%)		62,0	..		

Nel primo semestre 2016 Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €771 milioni in contrazione del 75% a causa della flessione della E&P (€2.215 milioni di minore EBIT, -83,1%) che riflette la continua debolezza del prezzo del petrolio (-31,4%) e del gas Italia, oltreché l'impatto del fermo in Val d'Agri per l'intero secondo trimestre, attenuati dalla crescita delle produzioni in altre aree, dalla riduzione dei costi e dai minori ammortamenti. Il settore G&P ha registrato una performance negativa di -€269 milioni a causa dei minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti di gas, dei minori margini GNL e di altri effetti non ricorrenti; tali impatti sono stati parzialmente assorbiti da riduzioni costi e ottimizzazioni. Il settore R&M e Chimica, nonostante uno scenario margini della raffinazione meno favorevole rispetto al 2015, ha registrato performance positive (una crescita dell'ebit del 47,3% rispetto al corrispondente periodo del 2015), beneficiando delle iniziative di efficienza e ottimizzazione. Le principali causali dello scostamento dell'utile operativo tra il primo semestre 2016 e il primo semestre 2015 sono state: lo scenario prezzi/margini delle commodity per -€2,8 miliardi, il fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 che hanno pesato per -€0,5 miliardi, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per +€1 miliardo.

Nel primo semestre 2016 Eni ha registrato la **perdita netta adjusted** di €267 milioni rispetto all'utile netto adjusted delle continuing operations di €1.231 milioni del primo semestre 2015 (-€1.498 milioni). Tale risultato riflette il calo dell'utile operativo e la meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari attribuibile principalmente al settore E&P a causa della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €297 milioni nel semestre, relativi principalmente a:

- (i) svalutazioni di €148 milioni relative principalmente ad asset a gas del settore E&P (€105 milioni) a seguito del deterioramento dello scenario prezzi gas in Europa. Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel business Refining & Marketing (€34 milioni);
- (ii) accantonamenti per oneri ambientali (€101 milioni);
- (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €115 milioni).

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

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

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
991	Exploration & Production	872	(290)	(1.162)	..
(168)	Gas & Power	222	3	(219)	(98,6)
512	Refining & Marketing e Chimica	175	248	73	41,7
(663)	Corporate e altre attività	(142)	(325)	(183)	..
1.250	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	579	102	(477)	..
1.922	Utile (perdita) netto adjusted	1.706	(262)	(1.968)	..
	<i>di competenza:</i>				
605	- interessenze di terzi	251	5	(246)	(98,0)
1.317	- azionisti Eni	1.455	(267)	(1.722)	..
(514)	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	(224)			
803	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	1.231	(267)	(1.498)	..

(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 2016 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del Brent (-31,4% rispetto al primo semestre 2015) a causa dell'eccesso di offerta. I prezzi del gas di produzione sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di riferimento (USA ed Europa).

Il margine indicatore di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha dimezzato il suo valore (-47,2%) in un quadro di estrema volatilità, a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla scarsa dinamica della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti.

Il mercato del gas continua ad essere caratterizzato da una crescita debole della domanda e da forte pressione competitiva. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita.

Esercizio 2015		Primo semestre		
		2015	2016	Var. %
52,46	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	57,95	39,73	(31,4)
1,110	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,116	1,116	
47,26	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	51,93	35,60	(31,4)
8,3	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,3	4,4	(47,2)
6,52	Prezzo gas NBP ^(d)	7,05	4,43	(37,2)
(0,02)	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,02	(0,22)	..
0,32	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,27	0,63	..

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Analisi delle voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
21.436	Exploration & Production	11.412	7.243	(4.169)	(36,5)
52.096	Gas & Power	30.636	19.764	(10.872)	(35,5)
22.639	Refining & Marketing e Chimica	12.051	8.698	(3.353)	(27,8)
1.468	Corporate e altre attività	704	629	(75)	(10,7)
	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
(25.353)	Elisioni di consolidamento	(13.611)	(9.574)	4.037	
72.286		41.317	26.760	(14.557)	(35,2)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2016 (€26.760 milioni) sono diminuiti di €14.557 milioni rispetto al primo semestre 2015 (-35,2%) a causa della debolezza dei prezzi delle commodity energetiche. I volumi hanno avuto un impatto trascurabile.

Costi operativi

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
56.848	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.697	21.420	(10.277)	(32,4)
436	di cui: - altri special item	153	102		
3.119	Costo lavoro	1.593	1.544	(49)	(3,1)
41	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	14	11		
59.967		33.290	22.964	(10.326)	(31,0)

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2016 (€22.964 milioni) sono diminuiti di €10.326 milioni rispetto al primo semestre 2015, pari al 31%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€21.420 milioni) sono diminuiti del 32,4% (-€10.277 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione 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 €102 milioni (€153 milioni nel primo semestre 2015) relativi ad accantonamenti per rischi ambientali.

Il costo lavoro (€1.544 milioni) è diminuito di €49 milioni rispetto al primo semestre 2015 (-3,1%) per effetto principalmente del decremento dell'occupazione media all'estero.

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
8.080	Exploration & Production	4.207	3.323	(884)	(21,0)
363	Gas & Power	176	174	(2)	(1,1)
454	Refining & Marketing e Chimica	225	185	(40)	(17,8)
71	Corporate e altre attività	37	37		
(28)	Effetto eliminazione utili interni	(13)	(14)	(1)	
8.940	Totale ammortamenti	4.632	3.705	(927)	(20,0)
6.534	Svalutazioni	202	148	(54)	(26,7)
15.474	Ammortamenti e svalutazioni	4.834	3.853	(981)	(20,3)
688	Radiazioni	189	121	(68)	(36,0)
16.162		5.023	3.974	(1.049)	(20,9)

Gli **ammortamenti** (€3.705 milioni) sono diminuiti di €927 milioni (-20%) rispetto al primo semestre 2015 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della riduzione degli investimenti e dei minori valori di libro delle proprietà oil&gas conseguenti alle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015 (€4.341 milioni).

Le **svalutazioni** (€148 milioni) si riferiscono principalmente a proprietà a gas della E&P a causa del deterioramento dello scenario prezzi in Europa. Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel business Refining & Marketing.

Le **radiazioni** (€121 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi d'insuccesso.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
5.212	Exploration & Production		111	105	(6)	(5,4)
152	Gas & Power		17		(17)	..
1.150	Refining & Marketing e Chimica		70	34	(36)	(51,4)
20	Corporate e altre attività		4	9	5	..
6.534			202	148	(54)	(26,7)

Utile operativo

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
(959)	Exploration & Production		2.874	288	(2.586)	(90,0)
(1.258)	Gas & Power		213	(71)	(284)	..
(1.567)	Refining & Marketing e Chimica		219	363	144	65,8
(497)	Corporate e altre attività		(286)	(260)	26	9,1
1.205	Effetto eliminazione utili interni		355	5	(350)	
(3.076)	Utile (perdita) operativo		3.375	325	(3.050)	(90,4)

Utile operativo adjusted

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
(3.076)	Utile (perdita) operativo - continuing operations		3.375	325	(3.050)	(90,4)
1.136	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		59	149		
7.648	Esclusione <i>special item</i>		184	297		
5.708	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		3.618	771	(2.847)	(78,7)
Dettaglio per settore di attività:						
4.182	Exploration & Production		2.665	450	(2.215)	(83,1)
(126)	Gas & Power		325	56	(269)	(82,8)
695	Refining & Marketing e Chimica		226	333	107	47,3
(369)	Corporate e altre attività		(212)	(216)	(4)	(1,9)
1.326	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		614	148	(466)	
5.708			3.618	771	(2.847)	(78,7)
Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2015			2015	2016	Var. ass.	Var. %
5.708	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		3.618	771	(2.847)	(78,7)
(1.222)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		(532)			
4.486	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone		3.086	771	(2.315)	(75,0)

L'**utile operativo adjusted** è stato di €771 milioni, con una riduzione di circa €2.315 milioni (-75%) a seguito del continuo deterioramento dello scenario prezzi/margini delle commodity (-€2,8 miliardi), del fermo in Val d'Agri oltre a fenomeni non ricorrenti nel settore G&P registrati nel 2015 (-€0,5 miliardi), parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo.

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2015		Primo semestre			
		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
(814)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(405)	(398)	7
(838)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(448)	(375)	73
19	- Interessi attivi verso banche		12	5	(7)
3	- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		17	(53)	(70)
2	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		14	25	11
160	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(106)	(5)	101
96	- Strumenti finanziari derivati su valute		(111)	(12)	99
31	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		21	(17)	(38)
33	- Opzioni		(16)	24	40
(354)	Differenze di cambio		(46)	154	200
(464)	Altri proventi (oneri) finanziari		(95)	(99)	(4)
120	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		56	75	19
(291)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(137)	(157)	(20)
(293)	- Altri proventi (oneri) finanziari		(14)	(17)	(3)
(1.472)			(652)	(348)	304
166	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		89	60	(29)
(1.306)			(563)	(288)	275

Gli **oneri finanziari netti** di €288 milioni diminuiscono di €275 milioni rispetto al primo semestre 2015. I principali driver sono stati: (i) la riduzione dei tassi d'interesse su tutte le scadenze che riflette le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali; (ii) la variazione del fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili di +€40 milioni che riflette l'esercizio del diritto di conversione relativo al bond convertibile in azioni Snam nel primo semestre 2016 e il fair value negativo rilevato nel comparative period per effetto dell'apprezzamento del titolo sottostante; (iii) la variazione delle differenze cambio e dei derivati su cambi (+€200 milioni) le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, in parte compensati dal risultato negativo della gestione dei titoli held for trading dovuto essenzialmente al cambio la cui esposizione è oggetto di copertura su base netta a livello di Gruppo.

Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2016 è illustrata nella tabella seguente:

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

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €78 milioni e riguardano:

- (i) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€81 milioni), relative al settore Exploration & Production e alla Saipem nell'ambito del segmento Corporate e altre attività;
- (ii) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€55 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€22 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€20 milioni);
- (iii) le minusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€27 milioni) relative principalmente alla cessione della quota residuale del 2,22% del capitale sociale di Snam SpA (€32 milioni), compensate dalla plusvalenza di €5 milioni realizzata sulla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovenija doo.

Gli altri proventi (oneri) netti comprendono la minusvalenza da impairment test registrata principalmente nel settore G&P relativa alla partecipazione Union Fenosa Gas SA per €8 milioni.

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2015	2016	
2015					
(471)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		45	81	36
402	Dividendi		223	55	(168)
164	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		2	(27)	(29)
10	Altri proventi (oneri) netti		182	(31)	(213)
105			452	78	(374)

La riduzione rispetto al primo semestre 2015 è dovuta principalmente alla rivalutazione al fair value nel comparative period delle partecipazioni disponibili alla vendita Snam e Galp per €177 milioni e della contabilizzazione dei dividendi pagati dalle stesse per €83 milioni, nonché ai minori dividendi della Nigeria LNG Ltd per €70 milioni.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
(959)	Utile (perdita) operativo		2.874	288	(2.586)	(90,0)
5.141	Esclusione special item:	(209)		162		
5.212	- svalutazioni di asset e altre attività	111		105		
169	- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7		
(403)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(329)		1		
15	- oneri per incentivazione all'esodo	10		4		
12	- derivati su commodity	31		15		
(59)	- differenze e derivati su cambi	(20)		25		
195	- altro	(12)		5		
4.182	Utile (perdita) operativo adjusted	2.665	450	(2.215)	(83,1)	
(272)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(130)	(115)	15		
254	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	148	85	(63)		
(3.173)	Imposte sul reddito ^(a)	(1.811)	(710)	1.101		
76,2	Tax rate (%)	67,5		
991	Utile (perdita) netto adjusted	872	(290)	(1.162)	..	
	I risultati includono:					
861	costi di ricerca esplorativa:	305	240	(65)	(21,3)	
254	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	135	114	(21)	(15,6)	
607	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)	170	126	(44)	(25,9)	
	Prezzi medi di realizzo					
46,30	Petrolio ^(c)	(\$/barile) 52,28	35,14	(17,14)	(32,8)	
160,78	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi) 171,86	113,33	(58,53)	(34,1)	
36,47	Idrocarburi	(\$/boe) 40,22	26,69	(13,53)	(33,6)	

(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 2016, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €450 milioni con una riduzione di €2.215 milioni rispetto al primo semestre 2015, pari all'83,1%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,8% e -34,1%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-31,4%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, nonché all'impatto del fermo produttivo in Val d'Agri protrattosi per l'intero secondo trimestre. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori ammortamenti.

Nel semestre è stata rilevata una rettifica positiva per **special item** di €162 milioni relativa principalmente a svalutazioni di asset a gas (€105 milioni) a seguito del peggioramento dello scenario prezzi in Europa, alla riclassifica nel risultato adjusted di €25 milioni di proventi relativi alla differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché alla componenti valutativa sui derivati (onere di €15 milioni).

La **perdita netta adjusted** di €290 milioni è dovuta alla contrazione del risultato operativo e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari a causa del perdurante debole scenario che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e limita l'iscrivibilità di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

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

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

Esercizio 2015		2015	Primo semestre			
			(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
(1.258)	Utile (perdita) operativo	213		(71)	(284)	..
132	Esclusione (utile) perdita di magazzino	79		158		
1.000	Esclusione special item:	33		(31)		
152	- svalutazioni	17				
	- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)		
226	- accantonamento a fondo rischi					
6	- oneri per incentivazione all'esodo	3		1		
90	- derivati su commodity	14		(144)		
(9)	- differenze e derivati su cambi	(25)		(40)		
535	- altro	24		153		
(126)	Utile (perdita) operativo adjusted	325		56	(269)	(82,8)
11	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	5		4	(1)	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	3		(2)	(5)	
(51)	Imposte sul reddito ^(a)	(111)		(55)	56	
..	Tax rate (%)	33,3		94,8	61,5	
(168)	Utile (perdita) netto adjusted	222		3	(219)	(98,6)

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2016 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €56 milioni con un peggioramento di €269 milioni rispetto al semestre 2015. Il peggioramento è attribuibile principalmente alla circostanza che il primo semestre 2015 beneficiava di effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione e dai minori costi di logistica. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

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

Il settore ha chiuso il semestre con un **utile netto adjusted** di €3 milioni a seguito dell'incremento del tax rate adjusted.

Refining & Marketing e Chimica

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
(1.567)	Utile (perdita) operativo		219	363	144	65,8
877	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(284)	(152)			
1.385	Esclusione special item:	291	122			
1.150	- svalutazioni	70	34			
(8)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	(4)			
(5)	- accantonamenti a fondo rischi	7				
137	- oneri ambientali	80	67			
8	- oneri per incentivazione all'esodo		4			
68	- derivati su commodity	117	14			
5	- differenze e derivati su cambi	12	(3)			
30	- altro	10	10			
695	Utile (perdita) operativo adjusted	226	333	107	47,3	
387	Refining & Marketing	131	110	(21)	(16,0)	
308	Chimica	95	223	128	..	
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(4)		4		
69	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	38	20	(18)		
(250)	Imposte sul reddito ^(a)	(85)	(105)	(20)		
..	Tax rate (%)	32,7	29,7	(3,0)		
512	Utile (perdita) netto adjusted	175	248	73	41,7	

Nel primo semestre 2016 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €333 milioni che rappresenta un miglioramento di €107 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €226 milioni registrato nel corrispondente periodo del 2015.

Il business Refining & Marketing ha registrato un utile operativo adjusted di €110 milioni, con una riduzione di €21 milioni (-16%) rispetto al primo semestre 2015 attribuibile essenzialmente al dimezzamento del margine di raffinazione Eni (SERM -47,2%, da 8,3 \$/bl nel primo semestre 2015 a 4,4 \$/bl nel primo semestre 2016) in parte compensato dalla performance positiva dell'attività di raffinazione, dalle azioni di efficienza sui costi e dai maggiori margini commerciali delle attività di Marketing.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €223 milioni con un aumento di €128 milioni rispetto al semestre 2015, in uno scenario non completamente favorevole, beneficiando delle azioni di efficienza poste in essere negli esercizi precedenti e dell'incremento dei margini del polietilene, a fronte di una tenuta del margine del cracker.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €122 milioni si riferiscono alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€34 milioni), all'accantonamento di oneri ambientali (€67 milioni), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €14 milioni) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'**utile netto adjusted** di €248 milioni evidenzia un miglioramento di €73 milioni rispetto al primo semestre 2015, pari al 41,7%, per effetto del miglioramento della performance operativa.

Corporate e altre attività

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
(497)	Utile (perdita) operativo		(286)	(260)	26	9,1
128	Esclusione special item:		74	44		
20	- svalutazioni		4	9		
4	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)			
(10)	- accantonamenti a fondo rischi		2	1		
88	- oneri ambientali		64	34		
1	- oneri per incentivazione all'esodo		1	2		
25	- altro		4	(2)		
(369)	Utile (perdita) operativo adjusted		(212)	(216)	(4)	(1,9)
(686)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(302)	(155)	147	
285	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		273	3	(270)	
107	Imposte sul reddito ^(a)		99	43	(56)	
(663)	Utile (perdita) netto adjusted		(142)	(325)	(183)	..

(a) Escludono gli special item.

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:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

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

Leverage

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

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 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	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)	85	(2)	20	3		106		106
Imposte sul reddito ^(a)	(710)	(55)	(105)	43	(46)	(873)		(873)
Tax rate (%)	..	94,8	29,7		
Utile (perdita) netto adjusted	(290)	3	248	(325)	102	(262)		(262)
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi						5		5
- azionisti Eni						(267)		(267)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.242)	413	(829)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						101		101
Esclusione special item						874	(413)	461
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(267)		(267)

(a) Escludono gli special item.

Primo semestre 2015													
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - subbase stand alone
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE			
Utile (perdita) operativo	2.874	213	219	(286)	(788)	(182)	2.050	788	537	1.325	3.375		2.838
Esclusione (utile) perdita di magazzino		79	(284)			264	59				59		59
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			80	64			144				144		144
- svalutazioni	111	17	70	4	211		413	(211)		(211)	202		202
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti													
- plusvalenze nette su cessione di asset	(329)		(5)	(1)			(335)				(335)		(335)
- accantonamenti a fondo rischi			7	2			9				9		9
- oneri per incentivazione all'esodo	10	3		1	2		16	(2)		(2)	14		14
- derivati su commodity	31	14	117		(5)		157	5	(5)		157		162
- differenze e derivati su cambi	(20)	(25)	12				(33)				(33)		(33)
- altro	(12)	24	10	4			26				26		26
Special item dell'utile (perdita) operativo	(209)	33	291	74	208		397	(208)	(5)	(213)	184		189
Utile (perdita) operativo adjusted	2.665	325	226	(212)	(580)	82	2.506	580	532	1.112	3.618	(532)	3.086
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(130)	5	(4)	(302)	(3)		(434)	3	14	17	(417)		(431)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	148	3	38	273	(10)		452	10		10	462		462
Imposte sul reddito ^(a)	(1.811)	(111)	(85)	99	(13)	(23)	(1.944)	13	(26)	(13)	(1.957)		(1.931)
Tax rate (%)	67,5	33,3	32,7				77,0				53,4		62,0
Utile (perdita) netto adjusted	872	222	175	(142)	(606)	59	580	606	520	1.126	1.706	(520)	1.186
<i>di competenza:</i>													
- interessenze di terzi							(390)			641	251	(296)	(45)
- azionisti Eni							970			485	1.455	(224)	1.231
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							735			550	1.285		1.285
Esclusione (utile) perdita di magazzino							41				41		41
Esclusione special item							194		(65)		129		129
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(224)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							970			485	1.455		1.231

(a) Escludono gli special item.

2015							Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base stand alone
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni		Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE			
(€ milioni)													
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			137	88			225				225		225
- svalutazioni	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)	(590)		6.534		6.534
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
- plusvalenze nette su cessione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)	(1)		(407)		(407)
- accantonamenti a fondo rischi		226	(5)	(10)			211				211		211
- oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)	(12)		30		30
- derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
- differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
- altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)		(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	254	(2)	69	285	17		623	(17)	(17)		606		606
Imposte sul reddito ^(a)	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)		(3.414)
Tax rate (%)	76,2	..	32,8				89,4				64,3		82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
di competenza:													
- interessenze di terzi							(243)		848	605	(679)		(74)
- azionisti Eni							675		642	1.317	(514)		803
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.778)			826	(7.952)		(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							782				782		782
Esclusione special item							8.671		(184)		8.487		8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(514)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317		803

(a) Escludono gli special item.

2015		Primo semestre			
		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
11.649	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.543	3.100	(2.443)
(1.226)	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		(1.011)		1.011
12.875	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		6.554	3.100	(3.454)
(720)	Ripristino elisioni intercompany verso discontinued operations		(157)		
12.155	FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		6.397	3.100	(3.297)

Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre	
			2015	2016
8.251	Special item dell'utile (perdita) operativo		397	297
225	- oneri ambientali		144	101
7.124	- svalutazioni		413	148
169	- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7
(406)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(335)	(4)
211	- accantonamenti a fondo rischi		9	1
42	- oneri per incentivazione all'esodo		16	11
164	- derivati su commodity		157	(115)
(63)	- differenze e derivati su cambi		(33)	(18)
785	- altro		26	166
292	Oneri (proventi) finanziari		141	72
	di cui:			
63	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo		33	18
488	Oneri (proventi) su partecipazioni		(3)	391
	di cui:			
(33)	plusvalenze da cessione		(3)	(7)
506	svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni			373
(7)	Imposte sul reddito		(197)	114
	di cui:			
880	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane			149
860	- svalutazione imposte differite upstream			
(1.747)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro		(197)	(35)
9.024	Totale special item dell'utile netto		338	874
	di competenza:			
353	- interessenze di terzi		144	
8.671	- azionisti Eni		194	874

Dettaglio delle svalutazioni

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre		
			2015	2016	Var. ass.
6.376	Svalutazione asset materiali/immateriali		204	185	(19)
161	Svalutazione goodwill				
(3)	Rivalutazioni		(2)	(37)	(35)
6.534	Sub totale		202	148	(54)
	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti				
6.534	Totale svalutazioni		202	148	(54)

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)	31 Dicembre 2015	30 Giugno 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	68.005	67.826	(179)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.037	128
Attività immateriali	3.034	2.882	(152)
Partecipazioni	3.513	4.727	1.214
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.273	2.339	66
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.284)	(1.555)	(271)
	76.450	77.256	806
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.579	4.413	(166)
Crediti commerciali	12.616	10.865	(1.751)
Debiti commerciali	(9.605)	(9.770)	(165)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.137)	(4.048)	89
Fondi per rischi e oneri	(15.375)	(13.952)	1.423
Altre attività (passività) d'esercizio	1.827	2.308	481
	(10.095)	(10.184)	(89)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.123)	(1.030)	93
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	9.048	75	(8.973)
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.280	66.117	(8.163)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	52.257	(3.236)
Interessenze di terzi	1.916	46	(1.870)
Patrimonio netto	57.409	52.303	(5.106)
Indebitamento finanziario netto	16.871	13.814	(3.057)
COPERTURE	74.280	66.117	(8.163)

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

Il **capitale immobilizzato** (€77.256 milioni) è aumentato di €806 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La voce "immobili, impianti e macchinari" è leggermente diminuita per effetto principalmente dell'apprezzamento dell'euro e degli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€3.974 milioni), parzialmente compensati dagli investimenti tecnici di periodo (€4.879 milioni). L'incremento della voce "Partecipazioni" di €1.214 milioni riguarda la rilevazione iniziale della partecipazione mantenuta in Saipem del 30,55% dopo la perdita del controllo e la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni ai quali si aggiunge la quota di competenza Eni del risultato di periodo.

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

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

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)	31 Dicembre 2015	30 Giugno 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.793	25.788	(2.005)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.396	4.654	(3.742)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.397	21.134	1.737
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.209)	(5.099)	110
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(6.351)	(1.323)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(524)	161
Indebitamento finanziario netto	16.871	13.814	(3.057)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.409	52.303	(5.106)
Leverage	0,29	0,26	(0,03)

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2016 è pari a €13.814 milioni ed evidenzia una riduzione di €3.057 milioni rispetto al 2015 per effetto del closing dell'operazione Saipem che ha comportato il rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5,8 miliardi e l'incasso della cessione della partecipazione del 12,503% a CDP Equity SpA per €0,46 miliardi, in parte compensati dalla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della ex-controllata per €1,07 miliardi.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €25.788 milioni, di cui €4.654 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €948 milioni) e €21.134 milioni a lungo termine.

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

Prospetto dell'utile complessivo

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

Patrimonio netto

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2015		57.409
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 interessenze di terzi al 30 giugno 2016		52.303
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		52.257
- interessenze di terzi		46

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€52.303 milioni) è diminuito di €5.106 milioni per effetto della perdita complessiva di esercizio (€1.756 milioni) data dalla perdita di conto economico di €1.237 milioni e dalle differenze negative di cambio da conversione dovute alla conversione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€875 milioni), dall'effetto del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni), nonché dalla distribuzione di dividendi e altri movimenti di patrimonio di €1.478 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2015 di €1.440 milioni e dividendi ad altre entità minori). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge di €428 milioni.

Rendiconto finanziario 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)

Esercizio 2015	(€ milioni)	Primo semestre		
		2015	2016	Var. ass.
(7.399) Utile (perdita) netto - continuing operations		1.499	(824)	(2.323)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
17.216 - ammortamenti e altri componenti non monetari		4.918	3.852	(1.066)
(577) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(342)	(27)	315
3.215 - dividendi, interessi e imposte		1.795	1.083	(712)
4.781 Variazione del capitale di esercizio		1.273	772	(501)
(4.361) Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(2.589)	(1.756)	833
12.875 Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		6.554	3.100	(3.454)
(1.226) Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		(1.011)		1.011
11.649 Flusso di cassa netto da attività operativa		5.543	3.100	(2.443)
(10.741) Investimenti tecnici - continuing operations		(5.834)	(4.879)	955
(561) Investimenti tecnici - discontinued operations		(268)		268
(11.302) Investimenti tecnici		(6.102)	(4.879)	1.223
(228) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(108)	(1.152)	(1.044)
2.258 Dimissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		644	951	307
(1.351) Altre variazioni relative all'attività di investimento		(376)	(43)	333
1.026 Free cash flow		(399)	(2.023)	(1.624)
(300) Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)		25	5.199	5.174
2.126 Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.163	(1.822)	(2.985)
(3.477) Flusso di cassa del capitale proprio		(2.019)	(1.444)	575
(780) Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		82	(20)	(102)
(1.405) FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(1.148)	(110)	1.038
12.155 FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		6.397	3.100	(3.297)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Esercizio 2015	(€ milioni)	Primo semestre		
		2015	2016	Var. ass.
1.026 Free cash flow		(399)	(2.023)	(1.624)
83 Debiti e crediti finanziari società disinvestite		18	5.820	5.802
(818) Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(392)	704	1.096
(3.477) Flusso di cassa del capitale proprio		(2.019)	(1.444)	575
(3.186) VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(2.792)	3.057	5.849

(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:

Esercizio 2015	(€ milioni)	Primo semestre		
		2015	2016	Var. ass.
Investimenti:				
(140) - titoli		(69)	(1.220)	(1.151)
(343) - crediti finanziari		(21)	(173)	(152)
(483)		(90)	(1.393)	(1.303)
Disinvestimenti:				
1 - titoli		1		(1)
182 - crediti finanziari		114	6.592	6.478
183		115	6.592	6.477
(300) Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		25	5.199	5.174

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

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

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

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

Investimenti tecnici

Esercizio 2015		(€ milioni)	Primo semestre			
			2015	2016	Var. ass.	Var. %
9.980	Exploration & Production		5.660	4.509	(1.151)	(20,3)
	- acquisto di riserve proved e unproved			2		
566	- ricerca esplorativa		312	170		
9.341	- sviluppo		5.321	4.293		
73	- altro		27	44		
154	Gas & Power		44	44		
138	- mercato		43	41		
16	- trasporto internazionale		1	3		
628	Refining & Marketing e Chimica		255	212	(43)	(16,9)
408	- Refining & Marketing		155	140		
220	- Chimica		100	72		
64	Corporate e altre attività		15	20	5	33,3
(85)	Effetto eliminazione utili interni		(140)	94	234	
10.741	Investimenti tecnici - continuing operations		5.834	4.879	(955)	(16,4)
561	Investimenti tecnici - discontinued operations		268		(268)	..
11.302	Investimenti tecnici		6.102	4.879	(1.223)	(20,0)

Nel primo semestre 2016 gli **investimenti tecnici delle continuing operations** di €4.879 milioni (€5.834 milioni nel primo semestre 2015) hanno riguardato:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Egitto, Angola, Indonesia, Kazakistan, Norvegia, Iraq e Libia, e le attività di ricerca esplorativa in particolare in Egitto, Angola e Congo;
- l'attività di raffinazione (€107 milioni) per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di sicurezza e ambiente, obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€33 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€29 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)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	31 dicembre 2015		30 giugno 2016	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			68.005		67.826
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			909		1.037
Attività immateriali			3.034		2.882
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			3.513		4.727
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7 e nota 14)		2.273		2.339
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.284)		(1.555)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 7)	33		160	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	(vedi nota 16)	567		387	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(1.884)		(2.102)	
Totale Capitale immobilizzato			76.450		77.256
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.579		4.413
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		12.616		10.865
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(9.605)		(9.770)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(4.137)		(4.048)
- passività per imposte sul reddito correnti		(431)		(401)	
- passività per altre imposte correnti		(1.454)		(1.768)	
- passività per imposte differite		(7.425)		(6.890)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 24)	(52)		(40)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(14)		(16)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)	2		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		360		464	
- attività per altre imposte correnti		630		483	
- attività per imposte anticipate		3.853		3.663	
- altre attività per imposte	(vedi nota 16)	394		456	
Fondi per rischi ed oneri			(15.375)		(13.952)
Altre attività (passività), composte da:			1.827		2.308
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)	282			
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	375		103	
- altri crediti	(vedi nota 7)	6.682		7.032	
- altre attività (correnti)		3.642		2.693	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 16)	797		737	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 18)	(3.439)		(3.385)	
- altre passività (correnti)		(4.712)		(3.151)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 24)	(1.800)		(1.721)	
Totale Capitale di esercizio netto			(10.095)		(10.184)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.123)		(1.030)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			9.048		75
composte da:					
- attività destinate alla vendita		15.533		99	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(6.485)		(24)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			74.280		66.117
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			57.409		52.303
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.793		25.788
- passività finanziarie a lungo termine		19.397		21.134	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.676		948	
- passività finanziarie a breve termine		5.720		3.706	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.209)		(5.099)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5 e nota 6)		(5.028)		(6.351)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)		(685)		(524)
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			16.871		13.814
COPERTURE			74.280		66.117

^(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 2015		Primo semestre 2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto - continuing operations		1.499		(824)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.918		3.852
- ammortamenti e svalutazioni	4.834		3.853	
- radiazioni	189		121	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(45)		(81)	
- altre variazioni	(48)		(49)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)		8	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(342)		(27)
Dividendi, interessi e imposte		1.795		1.083
- dividendi	(223)		(55)	
- interessi attivi	(83)		(120)	
- interessi passivi	336		319	
- imposte sul reddito	1.765		939	
Variazione del capitale di esercizio		1.273		772
- rimanenze	519		30	
- crediti commerciali	1.611		1.537	
- debiti commerciali	(1.050)		(40)	
- fondi per rischi e oneri	(305)		(953)	
- altre attività e passività	498		198	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(2.589)		(1.756)
- dividendi incassati	265		87	
- interessi incassati	24		67	
- interessi pagati	(401)		(394)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.477)		(1.516)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		6.554		3.100
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		(1.011)		
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.543		3.100
Investimenti tecnici		(6.102)		(4.879)
- attività materiali	(6.058)		(4.847)	
- attività immateriali	(44)		(32)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(108)		(1.152)
- partecipazioni	(108)		(1.152)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda				
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		644		951
- attività materiali	408		9	
- attività immateriali	4			
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	33		474	
- partecipazioni	199		468	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(376)		(43)
- investimenti finanziari: titoli	(98)		(1.225)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(442)		(624)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(162)		31	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	90		1.393	
- disinvestimenti finanziari: titoli	10		7	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	273		6.916	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	68		51	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(115)		(6.592)	
Free cash flow		(399)		(2.023)

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre 2015		Primo semestre 2016	
	Valori parziali da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		(399)		(2.023)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		25		5.199
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(90)		(1.393)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	115		6.592	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.163		(1.822)
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.004		2.103	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.766)		(1.969)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.925		(1.956)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.019)		(1.444)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1			
- acquisto di azioni proprie				
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.017)		(1.440)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(4)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		84		(19)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(2)		(1)
Flusso di cassa netto		(1.148)		(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.

Il settore petrolifero sta attraversando da circa due anni una fase di prezzi depressi a causa dell'eccesso d'offerta e del rallentamento della crescita globale. Nei primi mesi del 2016 il prezzo della commodity per il riferimento Brent ha toccato i minimi degli ultimi tredici anni al di sotto dei 30 \$/barile, per poi recuperare un valore prossimo ai 50 \$/barile grazie a una certa stabilizzazione del mercato. Nel primo semestre 2016 il prezzo del Brent è stato in media 40 \$/barile con una flessione di circa il 30% rispetto al primo semestre 2015. Nei prossimi mesi il confronto anno su anno andrà migliorando. Sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta aggiornati alla luce dei recenti trend del settore, il management prevede il progressivo ribilanciamento del mercato petrolifero nell'arco del prossimo quadriennio. I fattori che sostengono tale scenario sono la riduzione dello spending delle compagnie petrolifere, il rallentamento della crescita del tight oil USA, le difficoltà di alcuni importanti paesi produttori nel reperire le risorse finanziarie necessarie a mantenere i livelli di output e, più a lungo termine, il contributo alla crescita della domanda da parte di paesi quali l'India. I rischi di tale previsione riguardano la tenuta della domanda energetica, esposta nel breve termine al rischio di rallentamento dell'attività economica globale, e la politica aggressiva di incremento della quota di mercato da parte dell'Arabia Saudita. Considerati i rischi e le incertezze insite in tali previsioni, l'evoluzione delle tecnologie, i mutamenti strutturali in atto nel settore quali la rivoluzione del tight oil USA, la minore compattezza dell'OPEC, il ridotto impatto delle crisi geopolitiche e la sempre maggiore sensibilità mondiale al tema dell'effetto serra e delle fonti rinnovabili, la direzione aziendale nell'ambito delle valutazioni della semestrale 2016 conferma sostanzialmente la view di prezzo conservativa adottata nel piano strategico vigente 2016-2019 e nelle valutazioni di bilancio 2015 (basata su un valore di lungo termine del Brent di \$65).

Per quanto riguarda il futuro dell'industry oltre il 2020, la Compagnia ha definito la strategia, i corsi d'azione e un primo pool di progetti per evolvere il modello di business verso uno scenario di crescita macroeconomica a ridotto contenuto carbonico in considerazione degli impegni assunti dagli Stati nel ridurre le emissioni di gas serra e nel promuovere la conservazione dell'energia con l'obiettivo sfidante di contenere l'innalzamento della temperatura globale entro i 2 gradi centigradi rispetto all'era pre-industriale. In tale ambito i progetti per la produzione di energia rinnovabile assumeranno un peso sempre più importante nel portafoglio di Gruppo facendo leva sulle sinergie industriali, commerciali e contrattuali ottenibili dalle attività core dell'Eni.

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 sistematica 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 riferimento per il 2016 di 41 \$/barile, per ogni variazione di -/+ 1 \$/barile 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.

In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, 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 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.

La riduzione del prezzo del petrolio può limitare la capacità dell'Eni di accedere al mercato dei capitali e potrebbe determinare un downgrading del nostro merito creditizio da parte delle agenzie di rating Standard & Poor's e Moody's in risposta al deterioramento dei fondamentali dell'industria petrolifera. Un eventuale downgrading comporterebbe l'aumento del costo del capitale di debito e limiterebbe la nostra flessibilità finanziaria. A fine marzo 2016, entrambe le agenzie di rating hanno ridotto il rating del debito a lungo termine dell'Eni (rispettivamente a BBB+ e Baa1).

La flessione dei prezzi delle commodity comporta revisioni negative della stima delle quantità di riserve certe in relazione ai volumi non più economici ai prezzi correnti, nonché la riduzione del valore attuale netto al fattore di sconto del 10%. In linea con quanto previsto dalla US SEC regulation, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve di idrocarburi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio.

Le riserve certe al 31 dicembre 2015 sono state stimate sulla base del prezzo medio del marker Brent di 54 \$/barile. I prezzi delle commodity hanno evidenziato una significativa riduzione nel primo semestre 2016. In assenza di una ripresa nelle quotazioni delle commodity nel secondo semestre, le stime dell'esercizio 2016 delle nostre riserve saranno basate su prezzi inferiori rispetto al 2015, determinando la revisione negativa delle riserve certe non più economiche. Questo fattore negativo sarà compensato in tutto o in parte dall'iscrizione di maggiori volumi di riserve in relazione ai contratti di PSA, il cui meccanismo di promozione è inversamente correlato all'andamento del prezzo delle commodity, cioè in caso di riduzione dei prezzi la second party ha titolo ad iscriversi un maggiore quantitativo di barili per il recupero dei costi sostenuti.

Al 31 dicembre 2015, il valore attuale netto delle riserve certe Eni era pari a circa €38 miliardi determinato, al pari della stima dei quantitativi di riserve certe al 31 dicembre 2015, sulla base del prezzo medio del marker Brent di 54 \$/barile. A parità di altre condizioni, in presenza di prezzi in linea con le quotazioni del primo semestre 2016, il valore attuale delle nostre riserve determinato con il tasso di sconto al 10% potrebbe ridursi in misura non trascurabile rispetto al consuntivo 2015.

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 stima che rispetto allo scenario di riferimento per ogni dollaro/ barile di riduzione delle quotazioni del petrolio, la produzione Eni aumenta di circa 1.500 barili/giorno quale effetto delle maggiori attribuzioni nei PSA. Tuttavia tale sensitivity in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente può produrre risultati sensibilmente diversi. Il management ha stimato che l'effetto prezzi nei PSA ha determinato maggiori entitlement di produzione

pari a circa 27 mila boe/giorno contribuendo per alcuni punti percentuali alla crescita produttiva del primo semestre 2016.

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. Il nostro piano d'investimenti per il quadriennio 2016-2019 di €37 miliardi è significativamente inferiore rispetto al precedente piano industriale (-21% a parità di cambio) in funzione della riduzione programmata dello spending che riflette la revisione dello scenario prezzi delle commodity da parte del management. Nel 2016 Eni prevede di eseguire €9,4 miliardi di capex con una riduzione di circa il 20% rispetto al 2015 (a cambi costanti). Nel primo semestre gli investimenti tecnici sono ammontati a €4,88 miliardi. Nel corso della restante parte dell'esercizio 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. In considerazione del mutamento dello scenario abbiamo adottato una più stretta disciplina finanziaria nella selezione dei progetti di spending con l'obiettivo di autofinanziare tramite il cash flow operativo il 100% dei capex al prezzo di circa \$50 rispetto al livello di \$63 originariamente programmati per il biennio 2015-2016. Tuttavia 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 al 100% gli investimenti tecnici committed, saremo costretti a intaccare le nostre riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito o, nel peggiore degli scenari, a ridurre ulteriormente i piani d'investimento con conseguenti ricadute negative sui risultati, il cash flow e le risorse finanziarie disponibili per la crescita futura. 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 ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

Sulla base di tali fattori, una fase prolungata di prezzi depressi delle commodity, o un'ulteriore riduzione, potrebbero avere significativi effetti negativi 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 di borsa del titolo Eni.

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 2015, circa l'81% 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 simili 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. Nel recente passato la Libia è stata uno dei Paesi maggiormente esposti a questo tipo di rischio. Nel 2011 la rivoluzione civile libica e un grave conflitto interno provocarono pesanti ripercussioni sulle attività produttive Eni e sui risultati economici dell'anno. La situazione interna del paese è ancora in via di stabilizzazione.

Dal 2015 l'attività produttiva Eni in Libia marcia con una certa regolarità; nel primo semestre 2016 gli impianti Eni hanno erogato 356 mila boe/giorno, in linea con le previsioni del management. Nonostante ciò, il management ritiene che il quadro socio-politico della Libia, anche alla luce dei recenti episodi di escalation militare, continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza nel prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta circa il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza rimarrà significativa nella seconda metà del 2016 e negli anni del piano quadriennale 2016-2019, nonostante un certo ridimensionamento rispetto al 2015.

Nell'ipotesi di sviluppi geopolitici 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 eventualmente determinerebbe gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

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, impattando la 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 2016-2019 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;

- (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.

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 dei circa 60 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 crollo del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni importanti Paesi nei quali sono localizzate le riserve di Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica, sociale ed economica. Eni è

partner delle società petrolifere di tali Stati oltre che fornitore di idrocarburi. 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.

Le tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina in merito alla sovranità sulla Crimea hanno portato all'adozione di importanti misure sanzionatorie nei confronti della Russia da parte degli USA e dell'UE. Tali sanzioni colpiscono principalmente i settori finanziario e della ricerca e produzione di idrocarburi. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia. Inoltre Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in diversi progetti esplorativi nel Mare di Barents russo e nel Mar Nero. Le misure restrittive prevedono delle esenzioni per i progetti in corso. Il regime delle sanzioni potrebbe inoltre variare in base all'evoluzione della situazione politica.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Per la discussione di questi rischi si rinvia alla Relazione finanziaria annuale 2015.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale che trova uno sbocco nel mercato europeo. La domanda gas mostra dei segnali di ripresa in particolare nel segmento termoelettrico grazie all'uscita dal mercato di capacità di generazione a carbone per l'introduzione di meccanismi di carbon pricing e altri fattori in importanti paesi (UK e Spagna) e alla minore produzione idroelettrica in Italia, nonché per una maggiore vivacità dell'attività economica. Tuttavia il tasso di incremento della domanda non è tale da consentire l'assorbimento del surplus d'offerta.

Nel 2016 i consumi di gas in Italia e in Europa sono previsti in aumento di circa il 2%. Negli anni successivi, il management prevede una dinamica più moderata a causa delle incertezze sul ruolo del gas nel soddisfacimento del fabbisogno energetico del continente e proietta volumi target al 2020 pari rispettivamente a circa 70 e 460 miliardi di metri cubi, con tassi d'incremento medi intorno all'1%.

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 con clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay) per preservare la redditività del business. Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2015, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente indicizzato per circa il 70% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti formule oil-linked, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub related e i costi d'acquisto. Anche i contratti di vendita ai long-term buyer sono stati rinegoziati per ridurre il rischio connesso alle differenti indicizzazioni tra costo d'acquisto e prezzi di vendita.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio il permanere dell'eccesso d'offerta e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in considerazione delle rigidità imposte dai vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term con clausole di take-or-pay.

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, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del

contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo. In particolare le rinegoziazioni con i principali fornitori long-term pianificate nel prossimo quadriennio mirano a rendere coerenti i costi di approvvigionamento con i prezzi di vendita del mercato wholesale con il conseguente recupero dei costi di logistica al fine di recuperare la redditività strutturale del settore.

L'esito delle rinegoziazioni in corso o pianificate 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 di 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.

L'andamento del costo oil-linked del gas nei mercati dove è ancora prevalente tale tipo di indicizzazione (ad es. Far East) tenderà a ridurre la redditività delle vendite internazionali di GNL a causa della riduzione dei margini d'arbitraggio.

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, che consideravano previsioni di crescita dei consumi rivelatesi ottimistiche, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti con termine residuo medio di circa 12 anni 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 per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda. Inoltre, alla luce del trend ribassista dei prezzi delle commodity, Eni è esposta al rischio che il gas prepagato all'atto dell'utilizzo e del rigiro a conto economico possa avere un costo d'iscrizione superiore al costo medio corrente del portafoglio di approvvigionamento di Eni.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante eccesso d'offerta, debole crescita della domanda, forte pressione competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscano fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay. Nel medio termine questo rischio sarà mitigato dalla riduzione degli impegni contrattuali d'acquisto dovuto alla scadenza di alcuni contratti.

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 del più recente round negoziale con miglioramento della competitività del gas eni e riduzioni dei impegni minimi contrattuali, alle azioni di ottimizzazione commerciale eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas pagati e non ritirati 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 semestrale 2016. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati outstanding saranno completamente ritirati nei prossimi anni nel rispetto delle scadenze contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Per la discussione di questo rischio si rinvia alla Relazione finanziaria annuale 2015.

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 civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

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

Altre informazioni

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

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 **2016**

58	Schemi contabili
65	Note al bilancio consolidato
125	Attestazione del management
126	Relazione della Società di revisione

Stato patrimoniale

01.01.2015 ^(a)		31.12.2015 ^(a)		30.06.2016		
Totale	di cui verso parti correlate	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
(€ milioni)						
ATTIVITA'						
Attività correnti						
6.614			5.209		5.099	
5.024		(5)	5.028		5.989	
257		(6)	282		362	
28.601	1.973	(7)	21.640	1.985	20.019	2.246
7.555		(8)	4.579		4.413	
762			360		464	
1.209			630		483	
4.385	43	(9) (25)	3.642	50	2.693	45
54.407			41.370		39.522	
Attività non correnti						
75.991		(10)	68.005		67.826	
1.581			909		1.037	
4.420		(11)	3.034		2.882	
3.172		(13)	2.853		4.444	
2.015		(13)	660		283	
1.042	259	(14)	1.026	396	1.005	395
4.509		(15)	3.853		3.663	
2.773	12	(16) (25)	1.758	10	1.580	10
95.503			82.098		82.720	
456		(26)	15.533	308	99	
150.366			139.001		122.341	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
2.716	181	(17)	5.720	208	3.706	365
3.859		(21)	2.676		948	
23.703	1.954	(18)	14.942	1.544	15.273	2.337
534		(19)	431		401	
1.873			1.454		1.768	
4.489	58	(20) (25)	4.712	96	3.151	84
37.174			29.935		25.247	
Passività non correnti						
19.316		(21)	19.397		21.134	
15.882		(22)	15.375		13.952	
1.313			1.123		1.030	
8.590		(23)	7.425		6.890	
2.285	20	(24) (25)	1.852	23	1.761	23
47.386			45.172		44.767	
165		(26)	6.485	207	24	
84.725			81.592		70.038	
PATRIMONIO NETTO						
2.455		(27)	1.916		46	
Interessenze di terzi						
Patrimonio netto di Eni						
4.005			4.005		4.005	
(284)			(474)		(152)	
60.763			62.761		50.227	
(581)			(581)		(581)	
(2.020)			(1.440)			
1.303			(8.778)		(1.242)	
63.186			55.493		52.257	
65.641			57.409		52.303	
150.366			139.001		122.341	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2015 ^(a)		I semestre 2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(30)	41.317	773	26.760	607
Altri ricavi e proventi		669	21	502	17
Totale ricavi		41.986		27.262	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(31)	31.697	3.851	21.420	3.957
Costo lavoro		1.593	19	1.544	18
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(298)	21	1	111
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		4.834		3.853	
RADIAZIONI		189		121	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		3.375		325	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	(32)	5.885	47	3.190	75
Oneri finanziari		(6.359)	(21)	(3.420)	(13)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		17		(53)	
Strumenti finanziari derivati		(106)		(5)	
		(563)		(288)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	45		81	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		407		(3)	
		452		78	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.264		115	
Imposte sul reddito	(34)	(1.765)		(939)	
Utile (perdita) netto del periodo - Continuing operations		1.499		(824)	
Utile (perdita) netto del periodo - Discontinued operations		(1.298)	123	(413)	
Utile (perdita) netto del periodo		201		(1.237)	
Di competenza Eni:					
- continuing operations		1.285		(829)	
- discontinued operations		(550)		(413)	
		735		(1.242)	
Interessenze di terzi:					
- continuing operations		214		5	
- discontinued operations		(748)			
		(534)		5	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni					
(ammontari in € per azione)	(35)				
- semplice		0,20		(0,34)	
- diluito		0,20		(0,34)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni					
- Continuing operations	(35)				
(ammontari in € per azione)					
- semplice		0,35		(0,23)	
- diluito		0,35		(0,23)	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2015 ^(a)	I semestre 2016
Utile (perdita) netto del periodo		201	(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		3.729	(875)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(27)	(3)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(27)	156	428
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(27)	(7)	34
Effetto fiscale	(27)	(38)	(106)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		3.837	(519)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		4.038	(1.756)
Di competenza Eni:			
- continuing operations		5.068	(1.348)
- discontinued operations	(26)	(550)	(413)
		4.518	(1.761)
Interessenze di terzi:			
- continuing operations		268	5
- discontinued operations	(26)	(748)	
		(480)	5

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

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 dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto 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 al 31 dicembre 2014		4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291		59.754	2.455	62.209
Modifica dei criteri contabili (SEM)									419		3.001		12		3.432		3.432
Saldi al 1° gennaio 2015		4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.439	(581)	49.068	(2.020)	1.303		63.186	2.455	65.641
Utile (perdita) del primo semestre 2015													735		735	(534)	201
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																	
Componenti riclassificabili a conto economico																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									(2)	3.643	34				3.675	54	3.729
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale															(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					118										118		118
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto										(7)					(7)		(7)
Utile (perdita) complessivo del periodo					118	(3)	(2)	(7)	3.643		34		735		3.783	54	3.837
Operazioni con gli azionisti					118	(3)	(2)	(7)	3.643		34		735		4.518	(480)	4.038
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,56 per azione a saldo dell'acconto 2014 di €0,56 per azione)												2.020	(4.037)		(2.017)		(2.017)
Attribuzione del dividendo di altre società																(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2015											(2.734)		2.734				
Versamenti e rimborsi da/azionisti terzi																1	1
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Altre variazioni												2			2	8	10
Saldi al 30 giugno 2015		4.005	959	6.201	(166)	8	(124)	200	8.082	(581)	46.370		735		65.689	1.981	67.670
Perdita del secondo semestre 2015													(9.513)		(9.513)	(61)	(9.574)
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									14						14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations									8						(8)		
Componenti riclassificabili a conto economico									22						(8)	14	15
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									1	1.079	20				1.100	8	1.108
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(312)										(312)	3	(309)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto										(2)					(2)		(2)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations					4					(32)					28	786	797
Utile (perdita) complessivo del periodo					(308)	1	(2)	1.047	20		20		(9.513)	20	(8.713)	(49)	(8.762)
Operazioni con gli azionisti					(308)	1	(2)	1.047	20		20		(9.513)	20	(8.713)	(49)	(8.762)
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)												(1.440)			(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società																(18)	(18)
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(28)				(28)	28	
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione interessenze di terzi											(7)				(7)	(10)	(17)
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie				(5.620)							5.620						
Altre variazioni									(18)		10				(8)	(16)	(24)
Saldi al 31 dicembre 2015	(27)	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409

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 definitivi per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2015	(27)	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	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																
	(27)				322									322		322
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto																
	(27)							34						34		34
					322		(1)	34	(874)					(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 perdita residua 2015																
										(11.658)		11.658				
										(11.658)	1.440	8.778		(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	(27)	4.005	959	581	(152)	8	(102)	195	8.255	(581)	40.331	(1.242)	52.257	46	52.303	

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2015 ^(a)	I semestre 2016
Utile (perdita) netto del periodo - Continuing operations		1.499	(824)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti e svalutazioni	(31)	4.834	3.853
Radiazioni	(31)	189	121
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	(45)	(81)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(342)	(27)
Dividendi	(33)	(223)	(55)
Interessi attivi		(83)	(120)
Interessi passivi		336	319
Imposte sul reddito	(34)	1.765	939
Altre variazioni		(48)	(49)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		519	30
- crediti commerciali		1.611	1.537
- debiti commerciali		(1.050)	(40)
- fondi per rischi e oneri		(305)	(953)
- altre attività e passività		498	198
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.273	772
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(12)	8
Dividendi incassati		265	87
Interessi incassati		24	67
Interessi pagati		(401)	(394)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.477)	(1.516)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		6.554	3.100
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	(26)	(1.011)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.543	3.100
-di cui verso parti correlate	(37)	(2.174)	(1.654)
Investimenti:			
- attività materiali	(10)	(6.058)	(4.847)
- attività immateriali	(11)	(44)	(32)
- partecipazioni	(13)	(108)	(1.152)
- titoli		(98)	(1.225)
- crediti finanziari		(442)	(624)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(162)	31
Flusso di cassa degli investimenti		(6.912)	(7.849)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		408	9
- attività immateriali		4	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(28)	33	474
- partecipazioni		199	468
- titoli		10	7
- crediti finanziari		273	6.916
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		68	51
Flusso di cassa dei disinvestimenti		995	7.925
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(5.917)	76
-di cui verso parti correlate	(37)	(1.236)	(1.014)

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2015 ^(a)	I semestre 2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(21)	2.004	2.103
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(21)	(2.766)	(1.969)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(17)	1.925	(1.956)
		1.163	(1.822)
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.017)	(1.440)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(856)	(3.266)
- di cui verso parti correlate	(37)	24	160
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(2)	(1)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		84	(19)
Flusso di cassa netto del periodo		(1.148)	(110)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		6.614	5.209
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		5.466	5.099

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

Note 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, fatta eccezione per gli schemi di conto economico e di rendiconto finanziario che presentano la nuova voce "Radiazioni", che accoglie gli oneri derivanti dalla radiazione (write-off) di attività materiali e immateriali. La presentazione di tale voce aggiuntiva è stata ritenuta significativa dal management in considerazione dell'adozione, su base volontaria, dei criteri di rilevazione e valutazione dei costi relativi all'attività mineraria basati sul cd *Successful Efforts Method* (SEM) di seguito descritti.

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, fatta eccezione per: (i) l'adozione del SEM; e (ii) l'applicazione dei principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2016 e illustrati nella nota n. 7 "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2015, a cui si rinvia.

Per effetto del venir meno dei presupposti per la qualificazione della Versalis come disposal group e discontinued operation, i dati comparativi dell'esercizio 2015 sono stati rideterminati come se tale classificazione non fosse mai stata operata. Questa circostanza ha comportato la necessità di rideterminare il valore di iscrizione della Versalis sulla base del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value al netto dei costi di vendita e il valore d'uso, in luogo del criterio di valutazione, previsto per i *disposal group*, rappresentato dal minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value dedotti gli oneri di vendita. Ai fini della determinazione del valore d'uso, è stato definito uno specifico WACC per il business chimico, sulla base del beta di un campione di società operanti nel medesimo settore, utilizzato per

aggiornare i flussi di cassa attesi dal complesso dei fixed assets della Versalis.¹

L'adozione del SEM² ha comportato la rilevazione e valutazione delle attività minerarie secondo i seguenti criteri:

- **Acquisizione dei permessi esplorativi:** i costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione), ivi inclusi i costi del potenziale esplorativo acquisito da terzi, sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati, ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come write-off. I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati in base all'Unit of Production Method (UOP), considerando il totale delle riserve certe;
- **Esplorazione ed appraisal:** i costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento. I costi direttamente associati ad un

¹ Maggiori informazioni sono indicate nella nota n. 26 "Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili".

² Gli effetti relativi all'adozione del SEM sono indicati nella nota n. 2 "Modifica dei criteri contabili".

pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i "costi di esplorazione e valutazione - proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP, considerando le riserve certe sviluppate;

- Sviluppo: i costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved" e ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, secondo il metodo UOP sulla base delle riserve certe sviluppate. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo

sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

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 2016" 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 2016, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 luglio 2016 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

In base alle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'adozione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore e volta a fornire un'informativa di bilancio non solo attendibile, ma maggiormente significativa, i cui effetti sono applicati retroattivamente. Conseguentemente i valori patrimoniali, economici e finanziari dei periodi comparativi presentati sono stati rideterminati a seguito dell'adozione del SEM. Gli effetti della rideterminazione sono riconducibili alla circostanza che la precedente accounting policy prevedeva, in sintesi: (i) per i diritti esplorativi, l'ammortamento lungo la durata del periodo di esplorazione accordato; (ii) per i costi di esplorazione, la rilevazione all'attivo patrimoniale,

per rappresentarne la natura di investimento, e il loro ammortamento integrale nell'esercizio di sostenimento. L'impatto quantitativo sulle voci di bilancio interessate è indicato nelle tabelle di seguito riportate. Le tabelle presentano, inoltre, gli effetti derivanti dalla riesposizione tra le continuing

operations dei dati patrimoniali ed economici della Versalis nei periodi posti a confronto.

I principi contabili entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2016 non hanno prodotto effetti significativi.

Rideterminazione dei dati comparativi

(€ milioni)

Voci di bilancio	1° gennaio 2015		
	Dati pubblicati 31.12.2014	Applicazione SEM	Dati riesposti 01.01.2015
Attività non correnti	91.344	4.159	95.503
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	71.962	4.029	75.991
- di cui: Attività immateriali	3.645	775	4.420
Passività non correnti	46.659	727	47.386
Totale patrimonio netto	62.209	3.432	65.641

(€ milioni)

Voci di bilancio	31 dicembre 2015			
	Dati pubblicati 31.12.2015	Riesposizione Versalis nelle continuing operations	Applicazione SEM	Dati riesposti 31.12.2015
Attività correnti	39.982	1.388		41.370
Attività non correnti	77.294	889	3.915	82.098
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	63.795	323	3.887	68.005
- di cui: Attività immateriali	2.433	55	546	3.034
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	17.516	(1.983)		15.533
Passività correnti	29.565	370		29.935
Passività non correnti	44.488	215	469	45.172
Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	7.070	(585)		6.485
Totale patrimonio netto	53.669	294	3.446	57.409

(€ milioni)

Voci di bilancio	I semestre 2015			
	Dati pubblicati I semestre 2015	Riesposizione Saipem nelle discontinued operations	Applicazione SEM	Dati riesposti I semestre 2015
Ricavi	46.660	(4.664)	(10)	41.986
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	35.737	(4.175)	135	31.697
Ammortamenti e svalutazioni	5.851	(593)	(424)	4.834
Radiazioni	15		174	189
Utile operativo	1.945	1.325	105	3.375
Proventi (oneri) finanziari	(582)	12	7	(563)
Proventi (oneri) su partecipazioni	454	(3)	1	452
Imposte sul reddito	1.760	36	(31)	1.765
Utile netto - continuing operations	57	1.298	144	1.499
Utile netto - discontinued operations		(1.298)		(1.298)
Utile netto	57		144	201
- di competenza Eni in continuing operations	591	550	144	1.285
- di competenza Eni in discontinued operations		(550)		(550)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.678		(135)	5.543
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.052)		135	(5.917)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(856)			(856)
Flusso di cassa netto del periodo	(1.148)			(1.148)

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, ad eccezione di quelli relativi ai criteri di rilevazione e valutazione dell'attività mineraria in base al SEM.

In particolare, la valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata a seguito del completamento della perforazione di un pozzo esplorativo ed è operata generalmente nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione, sebbene possa comportare un processo valutativo più prolungato in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti richiesto. Pertanto è possibile che i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangano sospesi all'attivo patrimoniale per diversi anni, sempreché siano effettuate ulteriori attività di appraisal sul campo di riferimento ovvero sia in corso l'individuazione della migliore pianificazione delle attività di sviluppo. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

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 che in data 12 aprile 2016, lo IASB ha emesso il documento "Clarifications to IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers" contenente chiarimenti in merito ad alcuni aspetti relativi all'implementazione del nuovo principio contabile. Le modifiche all'IFRS 15 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

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

Attività correnti

5 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	925	917
Altri titoli	4.103	5.072
	5.028	5.989

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.989 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono titoli per €576 milioni soggetti a Securities Lending Agreement le cui condizioni contrattuali non consentono di operare la derecognition in accordo con lo IAS 39.

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	579	599	Baa2	BBB-
Spagna	202	215	Baa2	BBB+
Polonia	34	33	A2	BBB+
Repubblica Ceca	26	25	A1	AA-
Germania	23	24	Aaa	AAA
Austria	13	12	Aa1	AA+
Slovacchia	5	5	Aaa	A+
Svezia	2	2	Aaa	AAA
	884	915		
<i>Tasso variabile</i>				
Svezia	2	2	Aaa	AAA
	2	2		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	886	917		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.408	2.522	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.764	1.798	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Banca Europea per gli Investimenti	2	2	Aaa	AAA
	4.174	4.322		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	533	536	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	215	214	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	748	750		
Totale Altri titoli	4.922	5.072		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.808	5.989		

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)	31.12.2015	30.06.2016
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	243	
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	39	
	282	
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani		310
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari		52
		362
	282	362

I titoli emessi da Stati Sovrani al 30 giugno 2016 di €310 milioni (€243 milioni al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tassi di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Polonia	36	42	da 4,0 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	BBB+
Spagna	30	35	da 1,40 a 5,50	dal 2018 al 2025	Baa2	BBB+
Slovenia	30	34	da 2,25 a 4,38	dal 2020 al 2022	Baa3	A
Belgio	27	32	da 3,75 a 4,0	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	30	31	da 0,65 a 5,75	dal 2016 al 2020	Baa2	BBB-
Irlanda	27	29	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	A3	A+
Portogallo	17	19	da 4,20 a 4,75	dal 2016 al 2019	Ba1	BB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Islanda	14	16	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	Baa2	BBB+
Slovacchia	10	10	da 1,50 a 4,20	dal 2017 al 2018	Aaa	A+
Cile	8	9	1,63	2025	Aa3	AA-
Finlandia	8	8	da 1,13 a 1,75	dal 2017 al 2019	Aa1	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Stati Uniti d'America	6	7	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Paesi Bassi	6	6	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
	278	310				

Titoli quotati per €52 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2015) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating da Aaa a Baa3 (Moody's) e da AAA a BBB- (S&P).

I titoli non strumentali all'attività operativa di €362 milioni riguardano titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I titoli strumentali all'attività operativa di €282 milioni al 31 dicembre 2015 riguardavano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd. A partire dal 1° gennaio 2016 con l'entrata in vigore della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa, pur continuando ad essere necessaria un'idonea politica di investimento degli attivi a fronte delle riserve tecniche, viene meno il requisito di strumentalità di tali assets. Pertanto, le attività finanziarie disponibili per la vendita detenute da Eni Insurance Ltd al 31 dicembre 2015 sono state riclassificate come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata.

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)	31.12.2015	30.06.2016
Crediti commerciali	12.616	10.865
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	375	103
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	1.247	1.334
- non strumentali all'attività operativa	685	524
	2.307	1.961
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	33	160
- altri	6.684	7.033
	6.717	7.193
	21.640	20.019

Il decremento dei crediti commerciali di €1.751 milioni è riferito al settore Gas & Power per €1.538 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €121 milioni.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.997 milioni (€2.083 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
Crediti commerciali	1.915	198	(284)	1	1.830
Crediti finanziari	66			(1)	65
Altri crediti	102	3	(1)	(2)	102
	2.083	201	(285)	(2)	1.997

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €198 milioni è riferito al settore Gas & Power per €174 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione. 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 €284 milioni è riferito al settore Gas & Power per €259 milioni.

Nel corso del primo semestre 2016 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2016 di €1.126 milioni (€750 milioni nell'esercizio 2015 con scadenza 2016). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power (€766 milioni) e al settore Refining & Marketing & Chimica (€360 milioni).

I crediti commerciali al 30 giugno 2016 comprendono crediti per forniture di idrocarburi del settore Exploration & Production per €1.707 milioni. Le esposizioni maggiori riguardano: (i) controparti di stato in Egitto, dove sono outstanding crediti scaduti relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato per circa €535 milioni, in riduzione rispetto al valore di circa €771 milioni al 31 dicembre 2015, per effetto dei rimborsi ottenuti con la conclusione di diverse iniziative commerciali e accordi con le controparti di Stato finalizzati all'incasso dei crediti commerciali scaduti. Ulteriori azioni volte al recupero dello scaduto sono in corso anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti governative; (ii) controparti di stato dell'Iran nei confronti delle quali sono outstanding crediti per il recupero di investimenti pregressi per €306 milioni rilevati essenzialmente sulla base del settlement agreement definito nel 2015.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.437 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €1.262 milioni finanziamenti concessi a società joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€1.135 milioni al 31 dicembre 2015). L'esposizione maggiore è nei

confronti della joint venture Cardon IV (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Al 30 giugno 2016 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €1.234 milioni nell'ambito dello shareholder loan autorizzato dal Consiglio di Amministrazione Eni nell'ammontare massimo di \$1,5 miliardi. Il finanziamento sarà rimborsato attraverso i flussi di cassa generati dalla produzione di gas venduta alla società di stato venezuelana PDVSA sulla base di un GSA con scadenza nel 2036. E' stato firmato con PDVSA un memorandum of understanding che identifica dei meccanismi di securitization degli incassi di vendita del gas prodotto dal giacimento con la destinazione su un conto corrente dedicato degli incassi derivanti: (i) dalla vendita di gas all'export; (ii) dalla commercializzazione diretta da parte dell'Eni dei condensati separati dal gas prodotto dal giacimento, di proprietà PDVSA. Sono in corso negoziati per la finalizzazione di dettaglio dei singoli accordi.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di Eni Insurance Ltd di €287 milioni al 31 dicembre 2015 sono stati riclassificati nei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 6 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €524 milioni (€685 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente: (i) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €33 milioni (€457 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €234 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €210 milioni presso BNP Paribas e €24 milioni presso CitiBank per operazioni su contratti derivati; (iii) depositi di Eni Insurance Ltd per €238 milioni.

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €160 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €154 milioni la quota a breve termine dei crediti per attività di disinvestimento relativi alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas. La descrizione della transazione è indicata alla nota n. 16 – Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €7.033 milioni (€6.684 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono crediti di €5.255 milioni nei confronti di enti e società partner dell'Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria (€2.607 milioni) in particolare la società di Stato NNPC in relazione a: (i) €767 milioni (€773 milioni al 31 dicembre 2015) di crediti per il recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi (di cui uno operato) per i quali sono stati attivati procedimenti arbitrari che hanno portato all'emissione di un lodo finale favorevole nel 2014 per il progetto operato e di un lodo parziale favorevole nel 2013 per l'altro progetto. Per quanto riguarda l'esito parziale, il lodo finale potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale solo in caso di revoca del provvedimento restrittivo di una corte locale che impedisce il proseguimento di questo arbitrato e l'esecuzione del lodo parziale; (ii) €975 milioni di crediti pregressi che Eni vanta in qualità di operatore per i costi in quota NNPC in qualità di partner. Sulla base delle proposte ricevute dal Ministero del Petrolio nigeriano sono in corso negoziati tra le parti per individuare modalità per il recupero dei crediti.

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)	31.12.2015					30.06.2016				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	222	142		1.933	2.297	421	153		1.915	2.489
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	97	9		1	107	99	9		1	109
Lavori in corso su ordinazione			7		7			1		1
Prodotti finiti e merci	1.573	448		72	2.093	1.258	412		63	1.733
Certificati e diritti di emissione				75	75				81	81
	1.892	599	7	2.081	4.579	1.778	574	1	2.060	4.413

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.915 milioni (€1.933 milioni al 31 dicembre 2015) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.718 milioni (€1.732 milioni al 31 dicembre 2015) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture.

I certificati e diritti di emissione di €81 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2015) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €65 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2015) sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio.

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

(€milioni)	Valore iniziale	Variazione del periodo	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2015							
Rimanenze lorde	8.027	(1.082)			249	(2.307)	4.887
Fondo svalutazione	(472)		(93)	212	(10)	55	(308)
Rimanenze nette	7.555	(1.082)	(93)	212	239	(2.252)	4.579
30.06.2016							
Rimanenze lorde	4.887	(255)			(45)	15	4.602
Fondo svalutazione	(308)		(55)	171	3		(189)
Rimanenze nette	4.579	(255)	(55)	171	(42)	15	4.413

La variazione del periodo negativa per €255 milioni è riferita al settore Gas & Power per €284 milioni e, in aumento, alla linea di business Refining & Marketing per €61 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione di €55 milioni e di €171 milioni sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing rispettivamente per €47 milioni e per €123 milioni e riguardano, in particolare, le scorte di greggio e di prodotti petroliferi per effetto del progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore di realizzo al 30 giugno 2016.

Le altre variazioni relative al 31 dicembre 2015 di €2.252 comprendono la riclassifica delle rimanenze nelle discontinued operations per €2.183 milioni.

9 Altre attività correnti

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.220	2.296
Altre attività	422	397
	3.642	2.693

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

Le altre attività di €397 milioni (€422 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono l'ammontare che Eni prevede di recuperare a breve termine del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term. Tale voce residua in €92 milioni al 30 giugno 2016 per effetto dei ritiri dei volumi sottostanti realizzati nel corso dell'esercizio che hanno consentito di ridurre di €16 milioni l'esposizione outstanding a fine 2015 di €108 milioni. I ritiri di gas sono avvenuti grazie alle azioni di ottimizzazione delle vendite eseguite nel corso dell'esercizio e alle flessibilità commerciali ottenute in virtù del round di rinegoziazioni finalizzate nel 2014. Nel primo semestre 2016 il valore contabile dell'anticipo, assimilabile ad un credito in natura, è stato svalutato per €7 milioni. 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)	Valore lordo al 31.12.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2015	Valore netto al 31.12.2015	Investimenti	Ammortamenti	(Svalutazioni) e riprese di valore	Radiazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2016	Valore lordo al 30.06.2016	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2016
Immobili, impianti e macchinari	185.249	117.244	68.005	4.847	(3.583)	(148)	(62)	(948)	(285)	67.826	187.093	119.267

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Investimenti		
Exploration & Production	5.641	4.502
Gas & Power	32	26
Refining & Marketing e Chimica	251	208
Ingegneria & Costruzioni	265	
Corporate e Altre attività	9	17
Rettifiche per utili interni	(140)	94
	6.058	4.847

Le svalutazioni al netto delle riprese di valore di €148 milioni riguardano il settore Exploration & Production per €105 milioni e la linea di business Refining & Marketing per €34 milioni. Le informazioni sulle

metodologie utilizzate per la determinazione delle svalutazioni sono indicate alla nota n. 12 – Impairment di attività materiali e immateriali.

Le radiazioni di €62 milioni riguardano il settore Exploration & Production per €61 milioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €948 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €965 milioni, sterlina inglese per €166 milioni e, in diminuzione, corone norvegesi per €187 milioni.

Le altre variazioni di €285 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €258 milioni prevalentemente per effetto dell'innalzamento della curva dei tassi di attualizzazione.

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)	Valori al 31.12.2015	Investimenti	Svalutazioni	Radiazioni	Riclassifiche	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2016
Attività esplorativa e di appraisal:							
- pozzi esplorativi in corso	93	168		(4)	(165)	(2)	90
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	1.737			(51)	155	(40)	1.801
- pozzi esplorativi di successo in corso	807				(31)	(29)	747
	2.637	168		(55)	(41)	(71)	2.638
Altre immobilizzazioni in corso:							
- unproved mineral interest	2.212	2				(43)	2.171
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	19.458	4.323	(6)	(6)	(7.086)	100	16.783
	21.670	4.325	(6)	(6)	(7.086)	57	18.954
	24.307	4.493	(6)	(61)	(7.127)	(14)	21.592

Le riclassifiche di €7.127 milioni riguardano: (i) €41 milioni relativi a pozzi esplorativi classificati di successo; (ii) €7.086 milioni relativi a pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nel semestre.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre si sono rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi in costruzione a pozzi esplorativi completati e in attesa dell'esito per €155 milioni; (ii) radiazioni per €55 milioni riguardanti: (a) per €4 milioni un pozzo esplorativo in corso incidentato in Egitto; (b) per €44 milioni pozzi completati in attesa dell'esito che non hanno rinvenuto un quantitativo sufficiente di risorse commerciali principalmente in Angola e Congo; (c) per €7 milioni un pozzo in Italia a seguito dell'abbandono del progetto.

Gli unproved mineral interest si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valori al 31.12.2015	Acquisizioni	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2016
Congo	1.021		(20)	1.001
Nigeria	908		(18)	890
Turkmenistan	165		(3)	162
USA	109		(2)	107
Egitto	9	2		11
	2.212	2	(43)	2.171

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)	Valore lordo al 31.12.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2015	Valore netto al 31.12.2015	Investimenti	Ammortamenti	Radiazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2016	Valore lordo al 30.06.2016	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2016
Attività immateriali a vita utile definita	8.881	7.161	1.720	32	(123)	(59)	(16)	18	1.572	8.792	7.220
Attività immateriali a vita utile indefinita											
Goodwill			1.314				(4)		1.310		
			3.034	32	(123)	(59)	(20)	18	2.882		

Gli investimenti di €32 milioni (€44 milioni nel primo semestre 2015) comprendono i bonus di firma per €2 milioni (€6 milioni nel primo semestre 2015) relativi a nuovi acreage esplorativi in Myanmar. Gli ammortamenti di €123 milioni (€155 milioni nel primo semestre 2015) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €12 milioni (€37 milioni nel primo semestre 2015).

Le radiazioni di €59 milioni si riferiscono ad un diritto esplorativo unproved del settore Exploration & Production che è stato radiato a seguito dell'esito negativo di un progetto esplorativo in Angola.

Il saldo finale delle attività immateriali a vita utile definita comprende diritti esplorativi come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Diritti esplorativi proved	90	88
Diritti esplorativi unproved	611	544
Altri diritti esplorativi	34	22
	735	654

Il saldo finale della voce goodwill di €1.310 milioni (€1.314 milioni al 31 dicembre 2015) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.513 milioni (€2.525 milioni al 31 dicembre 2015). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Gas & Power	1.025	1.025
Exploration & Production	196	192
Refining & Marketing	93	93
	1.314	1.310

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 12 – Impairment di attività materiali e immateriali.

12 Impairment di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni e le rivalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	172	185
- attività immateriali	32	
	204	185
a dedurre:		
- rivalutazioni di attività materiali	(2)	(37)
	202	148

Il quadro degli impairment indicator di scenario della relazione semestrale 2016 si presenta sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da framework alle valutazioni del bilancio 2015. Il management conferma le previsioni di prezzo del petrolio adottate nel piano industriale 2016-2019 sulla base del trend moderatamente rialzista del marker Brent a partire dal secondo trimestre, delle più recenti proiezioni a breve/medio termine dei prezzi forward, delle stime aggiornate fatte da analisti e istituti finanziari e delle valutazioni interne sui fondamentali del mercato petrolifero che vedono il progressivo assorbimento dell'eccesso di offerta grazie al taglio degli investimenti da parte delle oil companies e all'apprezzabile dinamica della domanda globale.

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 si discosta in modo significativo dal valore del bilancio 2015, poiché le variazioni positive dei parametri base relative in particolare alla riduzione del tasso risk free, del costo del denaro e alla maggiore leva finanziaria, eccedono leggermente l'aumento del rischio paese e del beta del titolo Eni. A completamento del quadro si evidenzia che i net assets del bilancio consolidato (pari a €52,3 miliardi) sono sostanzialmente in linea con la capitalizzazione di borsa dell'Eni al 30 giugno (€52,3 miliardi), recuperando il divario negativo esistente alla data del bilancio 2015 (-10%). Per quanto riguarda gli altri impairment indicator, è stato invece registrato un certo indebolimento nei prezzi del gas e nei margini di raffinazione rispetto alle previsioni assunte nel bilancio 2015 a causa del perdurante eccesso di offerta e di capacità nei mercati europei, sulla cui base sono state riviste le assunzioni di prezzo/margine di lungo termine.

Alla luce dell'analisi condotta sugli impairment indicator, Eni ha proceduto come di seguito indicato: (i) CGU estero Exploration & Production: l'impairment test non è stato eseguito in considerazione dell'assenza di impairment indicator di prezzo e dell'ampiezza e dimensione delle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015; (ii) CGU Italia Exploration & Production: esecuzione dell'impairment test in considerazione dell'impairment indicator del prezzo del gas riscontrato nella semestrale per un campione di CGU selezionate in base alla rilevanza del capitale investito e dell'esiguità dell'headroom; (iii) CGU Refining & Marketing: esecuzione dell'impairment test in considerazione dell'impairment indicator del margine di raffinazione per le raffinerie Italia con importante valore di libro ed headroom esiguo; (iv) Centrali power: esecuzione dell'impairment test in considerazione della perdurante debolezza del margine dell'energia elettrica.

Il test eseguito non ha evidenziato criticità salvo alcune proprietà a gas in Italia per le quali è stata rilevata una svalutazione di €105 milioni dovuta all'effetto prezzo. Inoltre, sono stati oggetto di write-off gli investimenti di periodo eseguiti per finalità di sicurezza e stay-in-business relativi alle CGU del settore R&M (in particolare alcune raffinerie) integralmente svalutate in esercizi precedenti, delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

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 2015 alla quale si rinvia (v. nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari del bilancio consolidato 2015).

Per quanto riguarda la Versalis, ai fini della riesposizione dei saldi comparativi della relazione semestrale 2016, il management ne ha determinato il valore d'uso su base retrospettica per considerare la revoca del trattamento contabile come attività destinata alla vendita in base allo IFRS 5 come se tale classificazione non fosse mai stata adottata. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 - "Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili"). Per quanto riguarda la valutazione al 30 giugno 2016, pur in presenza dell'impairment indicator rappresentato dall'interruzione delle trattative per la vendita di una quota di maggioranza della controllata Eni, il management ha ritenuto di confermare il valore d'uso determinato nella riesposizione dei saldi comparativi 2016 del bilancio consolidato in considerazione dell'andamento del business nel primo semestre e delle previsioni per la restante parte dell'esercizio che evidenzia: (i) previsione di un EBITDA margin su base annua in crescita rispetto al budget grazie alla tenuta dei margini dei prodotti, pur in presenza di prezzi delle commodity in flessione, dovuta al miglioramento dei prezzi relativi (legato all'andamento del costo del feedstock petrolifero). Questo ha riguardato in particolare le poliolefine (etilene, polietilene, etc.) e gli intermedi; stabili gli stirenici; minore performance per gli elastomeri; (ii) migliore performance attesa rispetto alle previsioni del flusso di cassa netto da attività operativa e del free cash flow; (iii) invarianza del Wacc della chimica.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

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

Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	188	188
	1.025	1.025

Nel settore Gas & Power il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale l'Acam Clienti SpA perfezionata nel 2014 con la rilevazione di €32 milioni di goodwill. Nel primo semestre 2016 non sono emersi impairment indicator. Per i criteri di valutazione del goodwill e le relative analisi di sensitività si rinvia alla nota n. 18 - Attività immateriali del bilancio consolidato 2015.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €188 milioni è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio che costituiscono due CGU standalone. Anche in questo caso non sono emersi impairment indicator.

13 Partecipazioni

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.853	1.151	(126)	81	(34)	(46)	565	4.444
Altre partecipazioni	660	1	(374)			(4)		283
	3.513	1.152	(500)	81	(34)	(50)	565	4.727

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di €1.151 milioni riguardano per €1.069 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Saipem SpA (v. commento delle altre variazioni di questo paragrafo) e per €62 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd, impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto del 13,6%).

Le cessioni e i rimborsi di €500 milioni sono al netto delle minusvalenze da cessione di €32 milioni e riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di €116 milioni relativo alla partecipazione Angola LNG Ltd e la cessione del 2,22% di Snam SpA iscritta al valore di libro di €368 milioni avvenuta con due modalità: (i) esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori delle obbligazioni convertibili relativo a 76.888.264 azioni ordinarie, pari a circa il 2,2% del capitale sociale, con un incasso di €332 milioni corrispondente al prezzo di conversione di €4,32 per azione e una minusvalenza da cessione a conto economico di €32 milioni; (ii) cessione sul mercato delle residue 792.619 azioni con un incasso di €4 milioni con una plusvalenza inferiore al milione di euro.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di €81 milioni è riferita a CARDÓN IV SA per €41 milioni e a Saipem SpA per €28 milioni.

Il decremento per dividendi di €34 milioni è riferito a Transmed SpA per €11 milioni e a Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE per €10 milioni.

Le differenze di cambio da conversione di €50 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€41 milioni).

Le altre variazioni di €565 milioni comprendono l'initial recognition di €564 milioni relativa alla partecipazione mantenuta nella Saipem SpA dopo la perdita del controllo avvenuta il 22 gennaio 2016 con il perfezionamento della cessione a CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem in mano Eni e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sulla società e il conseguente deconsolidamento con efficacia 1° gennaio 2016. La partecipazione mantenuta del 30,55% è stata classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method come previsto dagli IFRS. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di €4,2 per azione. Tale valore rappresenta il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione e la base di riferimento per l'applicazione dell'equity method. L'allineamento al fair value della partecipazione mantenuta, all'initial recognition, ha determinato una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operations del primo semestre 2016. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione mantenuta evidenzia una differenza negativa rispetto alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee pari a €497 milioni, che è stata allocata quanto a €222 milioni in riduzione del goodwill e per il residuo importo di €275 milioni a rettifica del valore di libro della voce immobili, impianti e macchinari della partecipata con un periodo di ammortamento pari alla vita utile residua delle immobilizzazioni materiali di Saipem. Entro la fine di febbraio si è conclusa l'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem (cash out Eni di €1.069 milioni) che grazie a tali introiti e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti intercompany concessi da Eni (€5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015). Al 30 giugno 2016 il valore di libro di Saipem è pari a €1.668 milioni.

È stato eseguito l'impairment test della partecipazione in considerazione dell'indicatore di perdita di valore rappresentato dall'eccedenza di circa il 45% del valore d'iscrizione dell'asset nel bilancio Eni rispetto alla

corrispondente frazione della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem alla closing date. A tal fine, il management ha acquisito dalla partecipata le informazioni minime, comprese le informazioni pubbliche disponibili, per verificare la compatibilità della metodologia di impairment test adottata da Saipem con quella dell'Eni, la coerenza delle assunzioni sull'evoluzione a medio e lungo termine dello scenario petrolifero e delle previsioni di spending da parte delle oil companies e la determinazione dei flussi di cassa alla base della stima del valore recuperabile dei net assets della Saipem. La partecipata ha sottoposto a impairment test tutte le CGU identificate (le business unit costruzioni offshore e onshore, i rig, l'attività di perforazione onshore e altre minori) in grado di coprire oltre il 90% del capitale investito sulla base dei flussi di cassa del piano industriale vigente 2016-2019, aggiornato alla luce dei recenti trend di business. La stima del valore d'uso della partecipazione evidenzia una significativa eccedenza rispetto al valore d'iscrizione. Tale headroom si azzerava in presenza di ipotesi particolarmente severe di riduzione della redditività operativa (taglio dell'utile di oltre il 60% lineare su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale) tali da assorbire in base alle valutazioni del management la differenza riscontrata tra Eni e Saipem nelle assunzioni sull'evoluzione a lungo termine del prezzo del petrolio.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2016 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2016" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	949	931
Titoli strumentali all'attività operativa	77	74
	1.026	1.005

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €354 milioni (€347 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
Crediti finanziari	347	12		(5)	354

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €931 milioni (€949 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€474 milioni), Gas & Power (€154 milioni) e Refining & Marketing e Chimica (€202 milioni). I finanziamenti sono concessi a società joint venture e collegate per €394 milioni (€396 milioni al 31 dicembre 2015).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €935 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo -0,2 % e il 1,9% (0% e 2,7% al 31 dicembre 2015).

I titoli di €74 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2015) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €67 milioni da Stati Sovrani (€70 milioni al 31 dicembre 2015) e per €7 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2015). Titoli per €20 milioni (€23 milioni al 31 dicembre 2015) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tassi di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	23	24	25	da 0,75 a 5,75	dal 2016 al 2025	Baa2	BBB-
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	A3	A+
Polonia	3	2	3	4,20	2020	A2	BBB+
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa3	A
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	11	11	11		dal 2016 al 2018	Baa2	BBB-
Mozambico	2	2	2		dal 2017 al 2019	Caa3	CCC
Totale Stati Sovrani	67	65	69				
Banca Europea per gli Investimenti	7	7	8		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	74	72	77				

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 €3.377 milioni (€3.355 milioni al 31 dicembre 2015).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Incrementi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
	3.853	153	(116)	(227)	3.663

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €1.740 milioni (€1.911 milioni al 31 dicembre 2015) 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 proiezioni degli imponibili futuri oltre il 2016 sono quelle adottate nel bilancio 2015.

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)	31.12.2015	30.06.2016
Attività per imposte correnti	394	456
Crediti per attività di disinvestimento	567	387
Altri crediti	46	43
Fair value su strumenti finanziari derivati	218	182
Altre attività	533	512
	1.758	1.580

I crediti per attività di disinvestimento di €387 milioni (€567 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono: (i) il credito di €309 milioni (€463 milioni al 31 dicembre 2015) 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 del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione ha raggiunto il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 7 – Crediti commerciali e altri crediti; (ii) il credito di €1 milione (€25 milioni al 31 dicembre 2015) relativo alla quota residua degli interessi sull'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Nel primo semestre 2016 sono stati rimborsati €23 milioni relativi alla quota interessi residua al 31 dicembre 2015.

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

Le altre attività di €512 milioni (€533 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €229 milioni (€277 milioni al 31 dicembre 2015) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Tale clausola prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nel primo semestre 2016 è stata rilevata una svalutazione di €29 milioni. La riduzione del deferred cost rispetto al 2015 è dovuta per €19 milioni alla riclassifica alle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare entro il 30 giugno 2017. La parte del deferred cost classificata nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. 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 entro l'orizzonte di piano facendo leva sulla migliorata competitività del gas Eni, sui benefici delle rinegoziazioni in termini di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo, nonché sulle azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

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

Passività correnti

17 Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	4.962	2.913
Banche	142	272
Altri finanziatori	616	521
	5.720	3.706

Il decremento di €2.014 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €1.956 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €129 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €2.913 milioni (€4.962 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.794 milioni ed Eni Finance International SA per €1.119 milioni.

Al 30 giugno 2016 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €12.514 milioni (rispettivamente €40 milioni e €12.708 milioni al 31 dicembre 2015). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2016 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)	31.12.2015	30.06.2016
Debiti commerciali	9.605	9.770
Acconti e anticipi	637	327
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.884	2.102
- altri debiti	2.816	3.074
	4.700	5.176
	14.942	15.273

L'incremento dei debiti commerciali di €165 milioni è riferito principalmente al settore Exploration & Production (€314 milioni) e, in diminuzione, al settore Gas & Power (€181 milioni).

Gli acconti e anticipi di €327 milioni (€637 milioni al 31 dicembre 2015) sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing per €238 milioni e al settore Gas & Power per €45 milioni (rispettivamente €253 milioni e €311 milioni al 31 dicembre 2015).

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)	31.12.2015	30.06.2016
Imprese italiane	65	81
Imprese estere	366	320
	431	401

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

20 Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.261	2.654
Altre passività	451	497
	4.712	3.151

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

Le altre passività di €497 milioni (€451 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la quota a breve termine di €74 milioni (€76 milioni al 31 dicembre 2015) relativa agli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 24 – Altre passività non correnti.

Gli anticipi di €11 milioni al 31 dicembre 2015 ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali era maturato in capo ad Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine sono stati interamente recuperati.

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)	31.12.2015			30.06.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.465	455	3.920	3.538	456	3.994
Obbligazioni ordinarie	15.771	1.837	17.608	17.098	399	17.497
Obbligazioni convertibili		339	339	382		382
Altri finanziatori	161	45	206	116	93	209
	19.397	2.676	22.073	21.134	948	22.082

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.082 milioni (€22.073 milioni al 31 dicembre 2015) aumentano di €9 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €2.103 milioni e i rimborsi per €1.969 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 €77 milioni.

I debiti verso banche di €3.994 milioni (€3.920 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €1 milione (stesso ammontare al 31 dicembre 2015).

Gli altri finanziatori di €209 milioni (€206 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €29 milioni operazioni di leasing finanziario (€26 milioni al 31 dicembre 2015).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2015 e al 30 giugno 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €2.127 milioni e a €1.993 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants in futuro possa essere gestito contrattualmente e che non determini impatti significativi sulla liquidità del Gruppo.

Le obbligazioni ordinarie di €17.497 milioni (€17.608 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.055 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.442 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	45	1.545	EUR	2019			4,125
Eni SpA	1.250	35	1.285	EUR	2017			4,750
Eni SpA	1.200	39	1.239	EUR	2025			3,750
Eni SpA	1.000	22	1.022	EUR	2023			3,250
Eni SpA	1.000	14	1.014	EUR	2020			4,250
Eni SpA	1.000	13	1.013	EUR	2018			3,500
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2029			3,625
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR	2020			4,000
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR	2026			1,500
Eni SpA	800	12	812	EUR	2021			2,625
Eni SpA	800	(10)	790	EUR	2028			1,625
Eni SpA	750	(1)	749	EUR	2024			1,750
Eni SpA	750	(2)	748	EUR	2019			3,750
Eni SpA	700	(3)	697	EUR	2022			0,750
Eni Finance International SA	545	10	555	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	395	2	397	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	184	1	185	YEN	2019	2037	1,955	2,810
	14.874	181	15.055					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	35	1.144	EUR	2017			4,875
Eni SpA	405	3	408	USD	2020			4,150
Eni SpA	316		316	USD	2040			5,700
Eni SpA	215	1	216	EUR	2017			variabile
Eni USA Inc	360	(2)	358	USD	2027			7,300
	2.405	37	2.442					
	17.279	218	17.497					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.745 milioni e riguardano Eni SpA per €2.645 milioni ed Eni Finance International SA per €100 milioni. Nel corso del primo semestre 2016 Eni SpA ha emesso nuove obbligazioni ordinarie per €1.487 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	(18)	382	EUR	2022	0,00
	400	(18)	382			

Eni ha emesso un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore 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 e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun 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).

Le obbligazioni convertibili avranno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento.

Il prezzo iniziale di Conversione delle Obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni pari ad €13,0535, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016.

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.

Il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA di €339 milioni al 31 dicembre 2015 è scaduto il 18 gennaio 2016 e per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti è stato regolato mediante consegna di 76.888.264 azioni ordinarie pari a circa il 2,20% del capitale sociale di Snam SpA. Le rimanenti obbligazioni, di ammontare complessivo pari a €3,4 milioni, per le quali non è stato esercitato il diritto di conversione, sono state rimborsate per cassa.

Al 30 giugno 2016 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.572 milioni (€6.577 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €1.850 scadenti nel 2017. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

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 2016 il programma risulta utilizzato per €14,9 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 €24.266 milioni (€23.899 milioni al 31 dicembre 2015) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Obbligazioni ordinarie	18.984	19.402
Obbligazioni convertibili	341	415
Banche	4.356	4.231
Altri finanziatori	218	218
	23.899	24.266

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo -0,2% e l'1,9% (0% e 2,7% al 31 dicembre 2015).

Al 30 giugno 2016 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)	31.12.2015			30.06.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.209		5.209	5.099		5.099
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.028		5.028	5.989		5.989
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita				362		362
D. Liquidità (A+B+C)	10.237		10.237	11.450		11.450
E. Crediti finanziari	685		685	524		524
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	142		142	272		272
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	455	3.465	3.920	456	3.538	3.994
H. Prestiti obbligazionari	2.176	15.771	17.947	399	17.480	17.879
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	208		208	365		365
L. Altre passività finanziarie a breve termine	5.370		5.370	3.069		3.069
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	45	161	206	93	116	209
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	8.396	19.397	27.793	4.654	21.134	25.788
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(2.526)	19.397	16.871	(7.320)	21.134	13.814

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.989 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) si riferiscono ad Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €362 milioni sono non strumentali all'attività operativa e si riferiscono alla società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €74 milioni (€359 milioni al 31 dicembre 2015). L'incremento dei titoli non strumentali all'attività operativa e il decremento di quelli strumentali all'attività operativa comprendono la riclassifica di €282 dei titoli di Eni Insurance Ltd determinata a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 6 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

I crediti finanziari di €524 milioni (€685 milioni al 31 dicembre 2015) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €1.437 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €1.262 milioni (€1.135 milioni al 31 dicembre 2015) concessi a società in joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. La diminuzione di €185 milioni comprende la riclassifica in aumento dei crediti finanziari in essere al 31 dicembre 2015 di Eni Insurance Ltd per €287 milioni a seguito dell'entrata in vigore delle

disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 6 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

22 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	8.998		(269)	151	(158)		(160)	8	8.570
Fondo rischi ambientali	2.737	126		4	(115)	(23)		(3)	2.726
Fondo rischi per contenziosi	1.725	174			(1.047)	(7)	(35)	175	985
Fondo per imposte	484	45			(2)	(3)	(9)	(1)	514
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	323	29			(36)			2	318
Fondo contratti onerosi	273				(52)		(10)		211
Fondo esodi agevolati	201	1		2	(7)	(2)			195
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	128	7				(6)	(1)	(11)	117
Fondo mutua assicurazione OIL	72	5					(1)	(1)	75
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	80				(11)	(3)	(1)		65
Fondo certificati verdi	190	1			(13)	(2)		(175)	1
Altri fondi (*)	164	47			(26)	(3)		(7)	175
	15.375	435	(269)	157	(1.467)	(49)	(217)	(13)	13.952

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

La rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono e ripristino siti diminuisce di €269 milioni prevalentemente per effetto dell'innalzamento della curva dei tassi di attualizzazione.

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.377 milioni (€3.355 milioni al 31 dicembre 2015).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Utilizzi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2016
	7.425	(222)	(177)	(136)	6.890

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

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Passività per imposte differite	10.780	10.267
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.355)	(3.377)
	7.425	6.890
Attività per imposte anticipate non compensabili	(3.853)	(3.663)
Passività per imposte differite nette	3.572	3.227

24 Altre passività non correnti

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	98	129
Passività per imposte sul reddito	23	23
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	29	17
Altri debiti	81	52
Altre passività	1.621	1.540
	1.852	1.761

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

Le altre passività di €1.540 milioni (€1.621 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la quota a lungo termine di €700 milioni (€736 milioni al 31 dicembre 2015) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 20 – Altre passività correnti.

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

25 Strumenti finanziari derivati

Il fair value degli strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015			30.06.2016		
	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	2.493	2.340		1.676	1.590	
- Future	1.586	1.483	1	1.033	990	1
- Altri	907	857	2	643	600	2
Contratti derivati di negoziazione	3.209	3.789		2.280	2.515	
- Future	409	559	1	389	514	1
- Altri	2.800	3.230	2	1.891	2.001	2
Contratti derivati cash flow hedge	126	614		151	309	
- Future	107		1	1	15	1
- Altri	19	614	2	150	294	2
Contratti derivati impliciti	20		2	4		2
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		26	2		2	2
Totale contratti derivati lordi	5.848	6.769		4.111	4.416	
Compensazione	(2.410)	(2.410)		(1.633)	(1.633)	
Totale contratti derivati netti	3.438	4.359		2.478	2.783	
Di cui:						
- correnti	3.220	4.261		2.296	2.654	
- non correnti	218	98		182	129	

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.

I contratti derivati impliciti sono presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €2 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €26 milioni al 31 dicembre 2015 erano relative al prestito obbligazionario convertibile in azione ordinarie Snam scaduto in data 18 gennaio 2016. 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 2016 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

26 **Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili**

Discontinued operations

Saipem

Il 22 gennaio 2016, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) della partecipazione nel capitale di Saipem SpA composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari al 12,503% del capitale della società al prezzo unitario di €8,3956 per azione per il corrispettivo complessivo di €463 milioni. Alla stessa data è entrato in vigore il patto parasociale tra Eni e CDP Equity che realizza il controllo congiunto di Saipem con il conseguente deconsolidamento dai conti Eni e valutazione con il metodo del patrimonio netto. Alla data di perdita del controllo (22 gennaio 2016) la partecipazione residua nella ex-controllata pari a circa il 30,42% è stata allineata al prezzo di borsa dell'azione di Saipem alla data del closing pari a €4,2 per azione corrispondenti a un valore di carico complessivo di €564 milioni e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni (derivante dal raffronto con il valore di carico alla data di bilancio 2015).

Versalis

Per effetto dell'interruzione delle trattative con il fondo statunitense SK che aveva manifestato l'interesse a rilevare il 70% della Versalis SpA, il settore chimico dell'Eni cessa di essere rappresentato come attività destinata alla vendita in base allo IFRS 5. Sulla base di tale sviluppo i conti consolidati Eni del primo semestre 2016 sono stati elaborati valutando i risultati del business chimica nell'ottica delle continuing operations. La revoca del trattamento contabile del business come attività in discontinued operations ha efficacia retroattiva alla data di classificazione iniziale, 31 dicembre 2015, come se la stessa non fosse mai stata applicata. Pertanto i saldi iniziali della situazione contabile semestrale al 30 giugno 2016 sono stati riesposti per riflettere il ripristino del criterio dell'uso continuativo nella valutazione della Versalis con allineamento del valore d'iscrizione al valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il valore d'uso e il fair value, dedotti gli oneri di vendita, in luogo della valutazione ex IFRS 5 che prevedeva il minore tra il valore di iscrizione e il fair value, dedotti gli oneri di vendita. Il management ha stimato il valore d'uso dell'attivo fisso afferente le business unit della Versalis attraverso l'identificazione di un'unica CGU in coerenza con l'assunzione del piano quadriennale Eni 2016-2019 di considerare la Versalis come un unico complesso integrato ai fini del suo realizzo/valorizzazione. I flussi di cassa del piano industriale della Versalis standalone sono stati aggiornati a un costo del capitale del 10% che tiene conto della volatilità dei risultati espressa da un campione di società chimiche comparabili a Versalis, determinando un beta autonomo rispetto a quello dell'Eni in analogia a quanto fatto per il settore Gas & Power (per maggiori

informazioni si veda la nota n. 10 - Immobili, impianti e macchinari). Tale modifica nella valutazione della Versalis ha avuto un effetto d'incremento di €294 milioni del saldo iniziale del patrimonio netto consolidato dell'Eni, mentre è neutro sulla posizione finanziaria netta. Per quanto riguarda la presentazione dei risultati consolidati, i valori economici e patrimoniali della Versalis sono rilevati tra le continuing operations Eni, nelle singole voci delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi, modificando coerentemente i dati dei periodi comparativi. I risultati della Versalis sono stati aggregati con quelli di R&M in un unico reportable segment "R&M e Chimica" poiché questi due segmenti operativi sono organizzativamente unificati e presentano ritorni economici simili.

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

Saipem

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Totale ricavi	4.664	
Costi operativi	5.989	
Perdita operativa	(1.325)	
Proventi (oneri) finanziari	(12)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	3	(413)
Perdita ante imposte	(1.334)	(413)
Imposte sul reddito	36	
Perdita netta	(1.298)	(413)
- di cui azionisti Eni	(550)	(413)
- di cui interessenze di terzi	(748)	
Perdita netta per azione	(ammontari in € per azione)	(0,15)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.011)	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(158)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(47)	
Investimenti tecnici	268	

La perdita netta relativa al I semestre 2016 è riferita: (i) alla minusvalenza da allineamento al prezzo di borsa delle azioni residue Saipem alla data di perdita del controllo (22 gennaio 2016) per €441 milioni; (ii) al provento netto per il realizzo della riserva per differenze cambio da conversione e della riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge per €28 milioni.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €99 milioni e €24 milioni riguardano essenzialmente la cessione del 100% della società consolidata Eni Hungaria Zrt che opera nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti in Ungheria. La società è stata classificata nelle attività destinate alla vendita a seguito della stipula a fine 2015 di un accordo vincolante di cessione con il gruppo MOL, gruppo Oil & Gas ungherese, il cui perfezionamento è atteso nel terzo trimestre 2016. I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €85 milioni (di cui attività correnti €22 milioni) e €24 milioni (di cui passività correnti €23 milioni). Eni rimarrà attiva nel Paese nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete.

Nel corso del primo semestre 2016, è stato ceduto al gruppo MOL, gruppo Oil & Gas ungherese, il 100% della società consolidata Eni Slovenija doo, che opera nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti in Slovenia. Gli effetti patrimoniali ed economici della cessione sono riportate alle note n. 28 – Altre informazioni - Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario e n. 33 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

27 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

(€ milioni)	Risultato netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2015	2016	31.12.2015	30.06.2016
Saipem SpA	(538)		1.872	
Altre	4	5	44	46
	(534)	5	1.916	46

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	30.06.2016
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	(474)	(152)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	8	8
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(101)	(102)
Altre riserve	180	195
Riserva per differenze cambio da conversione	9.129	8.255
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	51.985	40.331
Acconto sul dividendo	(1.440)	
Utile (perdita) netto	(8.778)	(1.242)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	20	
	55.493	52.257

Capitale sociale

Al 30 giugno 2016, 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 2015).

Il 12 maggio 2016, 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 2015 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 25 maggio 2016, con data di stacco il 23 maggio 2016 e record date il 24 maggio 2016. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2015 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 dicembre 2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(111)	10	(101)	(739)	172	(567)
Variazione del periodo	114	(28)	86							114	(28)	86
Differenze cambio							(7)	6	(1)	(7)	6	(1)
Utilizzo a conto economico	314	(78)	236							314	(78)	236
Riserva al 30 giugno 2016	(209)	57	(152)	9	(1)	8	(118)	16	(102)	(318)	72	(246)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €8 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) è riferita alla valutazione al fair value di titoli.

Altre riserve

L'aumento delle altre riserve di €15 milioni è relativo alla quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per €34 milioni e, in diminuzione, ai costi in quota Eni relativi all'aumento del capitale sociale di Saipem SpA per €19 milioni.

28 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti	7	6.500
Attività non correnti	19	8.550
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(17)	(5.392)
Passività correnti e non correnti	(6)	(6.310)
Effetto netto dei disinvestimenti	3	3.348
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	31	5
Interessenze di terzi		(1.872)
Totale prezzo di vendita	34	475
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	33	474

I disinvestimenti del primo semestre 2016 riguardano la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a CDP Equity con un incasso di €463 milioni e la cessione del 100% di Eni Slovenija doo con un incasso di €12 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti cedute di €1 milione. Le disponibilità liquide ed equivalenti del gruppo Saipem al 31 dicembre 2015 di €889 milioni sono state considerate nei flussi di cassa del rendiconto finanziario 2015 a seguito della rappresentazione come discontinued operations in accordo all'IFRS 5.

I disinvestimenti del primo semestre 2015 riguardavano la cessione del 100% della Eni Romania Srl.

29 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

L'ammontare delle garanzie al 30 giugno 2016 diminuisce rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2015 per effetto dell'esclusione dall'area di consolidamento del settore Ingegneria & Costruzioni a seguito della cessione del controllo (€3.567 milioni) e dell'estinzione delle garanzie rilasciate da Eni nell'interesse del gruppo Saipem (€530 milioni). Le altre garanzie non hanno subito variazioni significative.

Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2015.

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 (Divisioni/Società) alla Direzione 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 e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed

effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. 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), accentra 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.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto

all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato – Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario:

operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio.

Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari infoprovider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per il corso dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni, per poi attestarsi sul livello A-/BBB+ nel corso del I semestre 2016, in concomitanza con la discesa del rating della Società.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2016 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2015) 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)	2015				I semestre 2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	6,21	2,45	4,06	4,40	4,89	3,34	3,95	4,50
Tasso di cambio ^(a)	0,52	0,05	0,13	0,13	0,19	0,08	0,13	0,14

^(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)	2015				I semestre 2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	61,91	3,37	26,82	3,37	19,03	7,90	12,49	13,60
Trading ^(b)	4,07	0,40	1,38	0,55	1,76	0,27	0,80	0,53

^(a) Il perimetro consiste nella Direzione Midstream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione Midstream a partire dal 2014, 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'anno 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 della Direzione Midstream 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 (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

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

(€ milioni)	2015				I semestre 2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,31	0,25	0,29	0,25	0,42	0,23	0,33	0,39

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie.

Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

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. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità, garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/ miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in 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 2016 il programma risulta utilizzato per €14,9 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 2016 sono stati emessi bond per €1,5 miliardi nell'ambito del programma EMTN e un bond equity linked di € 0,4 miliardi.

Al 30 giugno 2016, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.555 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed sono pari a €6.572 milioni, di cui €1.850 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	372	3.010	2.013	3.797	2.590	10.094	21.876
Passività finanziarie a breve termine	3.706						3.706
Passività per strumenti derivati	2.654	41	40	22		26	2.783
	6.732	3.051	2.053	3.819	2.590	10.120	28.365
Interessi su debiti finanziari	386	670	541	470	371	1.778	4.216
Garanzie finanziarie	89						89

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

(€ milioni)	Anni di scadenza		
	2016	successivi	Totale
Debiti commerciali	9.770		9.770
Altri debiti e anticipi	5.503	52	5.555
	15.273	52	15.325

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power 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. 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
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	316	535	406	326	297	934	2.814
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	129	414	395	358	340	14.975	16.611
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	168	264	217	169	205	570	1.593
Impegni di acquisto ^(d)	5.409	8.952	9.733	9.526	7.476	85.044	126.140
- Gas							
Take-or-pay	4.353	7.453	8.194	8.232	6.514	80.868	115.614
Ship or pay	579	1.096	1.337	1.108	778	3.018	7.916
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	57	104	97	90	89	286	723
- Altri impegni di acquisto ^(e)	420	299	105	96	95	872	1.887
Altri Impegni	6	4	3	2	2	111	128
- Memorandum di intenti Val d'Agri	6	4	3	2	2	111	128
	6.028	10.169	10.754	10.381	8.320	101.634	147.286

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono 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) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.233 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €40,3 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.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Impegni per investimenti committed	8.675	8.040	6.101	5.125	6.040	33.981

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

Di seguito sono riportate le informazioni relative alle attività e passività finanziarie compensate.

(€ 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	
31.12.2015				
Attività finanziarie				
Crediti commerciali e altri crediti		22.351	711	21.640
Altre attività correnti		6.052	2.410	3.642
Passività finanziarie				
Debiti commerciali e altri debiti		15.653	711	14.942
Altre passività correnti		7.122	2.410	4.712
30.06.2016				
Attività finanziarie				
Crediti commerciali e altri crediti		20.898	879	20.019
Altre attività correnti		4.151	1.458	2.693
Altre attività non correnti		1.755	175	1.580
Passività finanziarie				
Debiti commerciali e altri debiti		16.152	879	15.273
Altre passività correnti		4.609	1.458	3.151
Altre passività non correnti		1.936	175	1.761

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.458 milioni (€2.410 milioni al 31 dicembre 2015) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.331 milioni (€2.389 milioni al 31 dicembre 2015) e di Eni Trading & Shipping Inc per €127 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) per €879 milioni (€711 milioni al 31 dicembre 2015) la compensazione di crediti e debiti verso enti di stato del settore Exploration & Production per €873 milioni (€664 milioni al 31 dicembre 2015) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €6 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2015); (iii) per €175 milioni la compensazione di attività e passività non correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA.

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 a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che verosimilmente tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un

esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

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 e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura di Sassari ha richiesto il rinvio a giudizio. Il GIP ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Il procedimento prosegue con la formula del rito abbreviato. Le parti civili costituite, fra cui il Ministero e la Regione Sardegna hanno chiesto al giudice la liquidazione del danno ambientale nella misura di €1 miliardo (Ministero) e €500 milioni (Regione Sardegna).

Il giudice del Tribunale di Sassari durante l'udienza del 22 luglio ha assolto gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale. Ha condannato il responsabile interventi ambientali di sede, il responsabile interventi ambientali di sito ed il responsabile gestione impianto trattamento acque di falda, di Syndial, ad un anno e pena sospesa per il disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011, relativamente alla situazione in Darsena. Ha liquidato in via provvisoria il danno alle parti civili costituite a carico degli imputati: Ministero €200 mila; Regione e Comune €100 mila ciascuno. Nessun riferimento è stato effettuato dal giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La società presenterà appello.

- (ii) **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. L'interruzione riguarda 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 da effettuarsi entro il termine del 31 agosto 2016 indicato dalla Procura. La società ha completato i lavori di modifica l'8 luglio 2016 ed è in attesa del provvedimento di dissequestro definitivo da parte della Procura.

È necessario menzionare che la Regione Basilicata, a seguito del provvedimento di sequestro ha a sua volta emesso due specifici provvedimenti: (i) avvio del riesame dell'AIA e (ii) sospensione del pozzo Costa Molina 2. Entrambi i provvedimenti, che traggono avvio dalle tesi della Procura, sono stati contestati con ricorso amministrativo presso il TAR Basilicata (senza istanza di sospensiva).

Contestualmente, con riferimento alla sospensione del Pozzo Costa Molina 2, anche sulla base degli elementi di dissequestro, la società ha presentato altresì istanza di revoca del provvedimento, mentre sono in corso di elaborazione i documenti per il riesame dell'AIA la cui scadenza è prevista per il 14 agosto 2016.

1.2. Contenzioso in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile od amministrativa

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero.

A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino.

Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto ed ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato.

L'8 luglio 2015, la Corte di Appello ha emesso un'ordinanza istruttoria con la quale ha chiesto al CTU di approfondire quali siano gli interventi di riparazione (da ritenersi tale anche il ripristino naturale) da effettuare sulle aree esterne. All'udienza di conferimento incarico di CTU, tenutasi il 30 settembre 2015, sono stati fissati i termini (180 gg) per il deposito della consulenza tecnica e la prossima udienza di trattazione preliminare per il giorno 8 luglio 2016. In data 13 giugno il CTU ha depositato l'integrazione della consulenza tecnica quale relazione finale della causa in oggetto. In sintesi il CTU convalida le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli enti tecnici nazionali e locali e ritiene che (i) nessuna ulteriore misure di riparazione primaria debba essere realizzata (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Syndial per un valore complessivo di circa €7 milioni (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. È probabile una sentenza entro fine anno.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Eni è parte di alcuni procedimenti arbitrali con riferimento alla revisione del prezzo di fornitura gas di alcuni contratti a lungo termine.

- (i) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio inferiore al precedente fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale.

Il lodo arbitrale emesso, in data 23 giugno 2016, non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale, e sulla base di questo, ora richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, ritiene non corretta tale interpretazione del lodo e quindi non fondata la pretesa di GasTerra.

GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International detenuta da Eni SpA a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Questo provvedimento, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. Tuttavia tale provvedimento limita la piena disponibilità dei soli diritti patrimoniali connessi alla partecipazione di Eni in Eni International BV. Eni ritiene la richiesta di GasTerra non fondata e promuoverà tutte le azioni a tutela della società. Riguardo al provvedimento cautelare ottenuto da GasTerra, Eni ne promuoverà al più presto la sostituzione con una garanzia bancaria o altra equivalente nelle more della procedura arbitrale. Eni richiederà inoltre di essere risarcita da ogni danno determinato dalle azioni legali di GasTerra.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e di altre Autorità regolamentari

- (i) **Eni SpA – Istruttoria per presunte violazioni del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power.** Con provvedimento notificato in data 8 luglio 2015, l'AGCM ha avviato l'istruttoria per verificare la sussistenza di pratiche commerciali scorrette ai sensi del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power ai clienti retail. Il procedimento istruttorio trae origine da talune segnalazioni di consumatori e associazioni di consumatori pervenute all'AGCM nel periodo marzo 2014 - giugno 2015, che lamentano casi in cui Eni avrebbe dato avvio alle procedure di messa in mora, recupero crediti e sospensione della fornitura in relazione a (i) richieste di pagamento in fattura di importi asseritamente erronei, anomali e/o non correttamente stimati; (ii) crediti di notevole entità maturati nei confronti dei clienti in caso di prolungato ritardo nell'emissione di fatture o di conguagli effettuati a distanza di diversi anni dall'avvenuto consumo; (iii) richieste di pagamento di fatture già saldate dai consumatori. L'attività istruttoria e la contestuale richiesta di informazioni alla società sono pertanto finalizzate ad acquisire elementi conoscitivi utili alla valutazione della sussistenza di tali presunte pratiche commerciali scorrette. La proposta d'impegni presentata da Eni al fine della chiusura del procedimento senza irrogazione di sanzioni non è stata accolta da AGCM. Conclusa la fase istruttoria, in data 13 giugno 2016 l'AGCM ha notificato ad Eni il provvedimento finale, con cui ha irrogato alla società una sanzione di €3,6 milioni. Eni sta ora valutando di impugnare al TAR il provvedimento finale.

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

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231.

Successivamente, nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte, e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello di Milano rimandando ad altra sezione.

- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata da Eni, 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 v. sezione contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale 2015) 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:

- (i) la 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;
- (ii) 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 Algerie. 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 GUP ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. La prima udienza dinnanzi al Tribunale di Milano è fissata al 5 dicembre 2016.

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.

- (iii) **OPL 245 Nigeria.** È 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. Dall'atto emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati anche un soggetto terzo ed altri, non esplicitamente indicati nella stessa informazione di garanzia. 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 emerge 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 c.d. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura ed 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. 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 desume che gli stessi sono iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza camerale del 15 di 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.

Nel luglio 2014, l'Organismo di Vigilanza ed il Collegio Sindacale di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali americani a conclusione delle verifiche affidate dall'Organismo di Vigilanza e Collegio Sindacale di Eni hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite in relazione alla transazione di Eni e Shell con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di verifica sono stati messi a disposizione delle autorità giudiziarie, in più riprese, in ottica di trasparenza e cooperazione. Nel dicembre 2015, la Procura di Milano ha richiesto ulteriore proroga del termine delle indagini preliminari. In data 5 aprile 2016, la società controllata NAE ha ricevuto da parte dell'EFCC nigeriana

(Economic and Financial Crime Commission) una convocazione al fine di acquisire informazioni nell'ambito di un'indagine avviata dall'autorità sulla concessione OPL 245. Il rappresentante legale della NAE ha fornito le informazioni richieste.

- (iv) **Eni SpA Divisione R&M procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima, dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta con sollecitudine. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,550 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'Agenzia delle Dogane di Frosinone. La società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni SpA dislocate sul territorio nazionale. La società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di chiarire innanzi al nuovo interlocutore le proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. Inoltre su richiesta della Società, l'Unione Petrolifera ha interpellato l'Agenzia delle Dogane per conoscere il parere della stessa in merito alla correttezza delle modalità operative adottate. In data 30 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti del precedente Direttore Generale della Divisione R&M. I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente. Il provvedimento è conseguenza del fatto che l'accertamento in corso riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. In data 5 marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura della Repubblica di Roma nell'ambito del medesimo procedimento. Scopo della perquisizione è stato quello di verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. I tre procedimenti penali sono stati tutti riuniti innanzi alla Procura della Repubblica di Roma che sta ancora conducendo le indagini preliminari. Infine, l'Agenzia delle Dogane, in riscontro al sopra citato interpello proposto dall'Unione Petrolifera, ha emesso una circolare con la quale ha fornito indicazioni ai competenti uffici territoriali doganali, dell'Agenzia delle Entrate e della Guardia di Finanza, in merito alle modalità attraverso le quali gli operatori del settore sono chiamati a determinare i quantitativi di prodotti petroliferi da assoggettare ad accisa. Tale circolare conferma la

correttezza delle modalità procedurali seguite da Eni per l'assolvimento delle accise sui prodotti immessi in consumo. Nel mese di settembre 2015 la Procura della Repubblica di Roma ha disposto un accertamento tecnico irripetibile al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione, si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della società. Il procedimento pende in fase di indagini preliminari.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. La Corte di Cassazione con sentenza depositata il 24 febbraio 2016 relativa ad uno dei contenziosi predetti ha stabilito: (i) l'assoggettamento ad imposta delle piattaforme installate nel mare territoriale, (ii) la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione, (iii) la non applicabilità di sanzioni. Il giudizio prosegue con il rinvio al giudice di merito per la determinazione del quantum. La società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Dal 2016 la legge di stabilità (art. 1 c. 21 della L. 28 dicembre 2015 n. 208) ha escluso dalla base imponibile "i macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo". A fronte del quesito presentato da Assomineraria nell'aprile 2016, il 1° giugno u.s. il Dipartimento delle Finanze ha confermato che le piattaforme petrolifere rientrano tra le fattispecie per le quali la norma sugli imbullonati ha previsto, dal 2016, l'esclusione del bene dalla base imponibile dell'imposta comunale. A breve la Corte di Cassazione - Sezione Tributaria si pronuncerà nuovamente sull'assoggettabilità ad IMU delle installazioni industriali in oggetto. Sulla base degli esiti di queste pronunce Eni valuterà se effettuare ulteriori stanziamenti al fondo imposte.
- (ii) **Accise.** Il 31 maggio 2016 l'Agenzia delle Dogane ha notificato ad Eni un avviso di pagamento di €134 milioni (quanto a €114 milioni per accise e quanto a €20 milioni per interessi) oltre a sanzioni per €34 milioni. Gli atti fanno seguito alla contestazione, operata nel 2011, a fronte del procedimento penale avviato dal Tribunale di Milano nel 2010 per asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 9,8 miliardi di smc di gas ceduti da Eni. A seguito delle evidenze fornite da Eni i volumi asseritamente sottratti ad imposizione sono stati ridotti a 650 milioni smc con la corrispondente riduzione dell'accisa contestata da €1,7 miliardi a €114 milioni. Analogamente alla contestazione iniziale, anche la contestazione residua appare infondata in quanto attribuibile alla differenza di potere calorico (pcs) tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e vendute. Questa circostanza è confermata da parere del Direttore del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e riconosciuto dalla stessa Agenzia delle Dogane nell'ambito dei lavori di un tavolo di consultazione promosso da Anigas. In data 2 febbraio 2012 l'Agenzia delle Dogane aveva quindi emesso un atto di contestazione dove, configurando solo l'errata compilazione delle dichiarazioni di consumo, si riservava di recuperare le accise asseritamente non versate fatto salvo l'esito del procedimento penale. Con sentenza del 28 giugno 2012 il GIP di Milano pronunciava sentenza di proscioglimento dei manager Eni imputati di evasione delle accise in quanto il fatto non costituiva reato. A fronte del ricorso della Procura, la sentenza del GIP veniva confermata dalla Corte di Cassazione con sentenza del 3 luglio 2013 depositata il 7 gennaio 2014. Il riproporsi della contestazione è attribuibile alla circostanza che sebbene il fenomeno dell'influenza del potere calorico

sia stato riconosciuto da un punto di vista tecnico scientifico e condiviso dalla stessa Agenzia, non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. A tutela degli interessi aziendali sono state avviate le seguenti iniziative: (i) la richiesta, in sede amministrativa e a seguire in sede giurisdizionale, di sospensione della riscossione; (ii) il ricorso contro il provvedimento davanti al giudice tributario. Allo stato, anche tenuto conto dell'esito del procedimento penale, la contestazione formulata è considerata infondata e pertanto non è previsto alcuno stanziamento nella semestrale 2016.

6. Contenziosi chiusi

- (i) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale Enichem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex legge dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per l'inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio. In data 19 novembre 2015 si è svolta l'udienza di trattazione nella quale le parti hanno rinnovato le loro richieste, in particolare il Ministero ha sottolineato la responsabilità di Syndial quale soggetto subentrato ex legge nella proprietà degli asset. Con sentenza 3259/2016 la Corte di Cassazione, sez. III, ha accolto solo il primo motivo di ricorso del Ministero, relativo alla prescrizione degli illeciti ambientali, ma con espressa limitazione alle posizioni dei precedenti gestori del sito. La Corte ha dunque confermato, in via definitiva, l'esclusione di qualsiasi responsabilità in capo a Syndial, sia in termini di responsabilità "diretta" (per i "ritardi/omissioni" alla bonifica lamentati dal Ministero e che appunto non hanno trovato accoglimento) sia in termini di responsabilità "indiretta" (come "erede" dei precedenti gestori). Con riferimento alla posizione di Syndial, i motivi di ricorso del Ministero sono stati dunque tutti rigettati perché ritenuti inammissibili o infondati nel merito.

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 2015	I semestre 2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.300	26.765
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	17	(5)
	41.317	26.760

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

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Accise	5.735	5.800
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	575	417
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	3.138	2.603
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	831	760
	10.279	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 2015	I semestre 2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	23.291	13.457
Costi per servizi	6.597	6.473
Costi per godimento di beni di terzi	1.192	858
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	233	295
Altri oneri	505	553
	31.818	21.636
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(121)	(216)
	31.697	21.420

I costi per servizi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €114 milioni (€135 milioni nel primo semestre 2015).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €295 milioni (€233 milioni nel primo semestre 2015) riguardano, in particolare, il fondo rischi per contenziosi per €117 milioni (€14 milioni nel primo semestre 2015), il fondo rischi ambientali per €103 milioni (€127 milioni nel primo semestre 2015) e il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione per €29 milioni (€75 milioni nel primo semestre 2015).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Costo lavoro	1.709	1.672
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(116)	(128)
	1.593	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 2015		I semestre 2016	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	1.044	16	1.029	17
Quadri	9.033	112	9.167	106
Impiegati	17.760	377	17.382	375
Operai	5.976	300	5.667	297
	33.813	805	33.245	795

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo e non comprende i dipendenti delle discontinued operations (Gruppo Saipem). 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 2015	I semestre 2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(9)	3
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(289)	(2)
	(298)	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 valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €772 milioni di proventi netti (oneri netti per €12 milioni nel primo semestre 2015); (ii) 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 per €759 milioni di oneri netti (oneri netti per €244 milioni nel primo semestre 2015); (iii) 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 (oneri netti per €33 milioni nel primo semestre 2015).

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

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Ammortamenti	4.635	3.706
Svalutazioni	204	185
a dedurre:		
- rivalutazioni	(2)	(37)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(1)
	4.834	3.853

Radiazioni

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Radiazioni	189	121

32 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	5.885	3.190
Oneri finanziari	(6.359)	(3.420)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	17	(53)
	(457)	(283)
Strumenti finanziari derivati	(106)	(5)
	(563)	(288)

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

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(385)	(316)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(63)	(59)
Interessi attivi verso banche	12	5
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	25
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	17	(53)
	(405)	(398)
Differenze attive (passive) di cambio		
Differenze attive di cambio	5.744	3.036
Differenze passive di cambio	(5.790)	(2.882)
	(46)	154
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	89	60
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	56	75
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(137)	(157)
Altri proventi (oneri) finanziari	(14)	(17)
	(6)	(39)
	(457)	(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 2015	I semestre 2016
Strumenti finanziari derivati su valute	(111)	(12)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	21	(17)
Opzioni	(16)	24
	(106)	(5)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €5 milioni (oneri netti di €106 milioni nel primo semestre 2015) 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 di €24 milioni (oneri netti per €16 milioni nel primo semestre 2015) riguardano (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni (oneri per €16 milioni nel primo semestre 2015) 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. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

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 2015	I semestre 2016
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	80	112
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(32)	(31)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(3)	
	45	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 2015	I semestre 2016
Dividendi	223	55
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	2	(27)
Altri proventi (oneri) netti	182	(31)
	407	(3)

I dividendi di €55 milioni riguardano la Nigeria LNG Ltd per €22 milioni, la Saudi European Petrochemical Co (altra partecipazione del settore Refining & Marketing – quota di possesso: 10%) per €20 milioni.

I dividendi relativi al primo semestre 2015 di €223 milioni riguardavano la Nigeria LNG Ltd per €92 milioni, la Snam SpA per €72 milioni, la Saudi European Petrochemical Co (altra partecipazione del settore Refining & Marketing – quota di possesso: 10%) per €37 milioni e la Galp Energia SGPS SA per €11 milioni.

Le minusvalenze nette da vendita di €27 milioni riguardano: (i) la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 13 – Partecipazioni; (ii) la plusvalenza di €5 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovenija doo.

Le plusvalenze nette da vendita relativi al primo semestre 2015 di €2 milioni riguardavano: (i) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (ii) la plusvalenza di €12 milioni relativa alla cessione dello 0,56% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA; (iii) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (iv) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Gli altri oneri netti di €31 milioni comprendono: (i) la svalutazione di €8 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA; (ii) oneri di €23 milioni relativi a conguaglio prezzo di cessione di partecipazioni cedute in esercizi precedenti.

Gli altri proventi netti relativi al primo semestre 2015 di €182 milioni comprendevano l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria semestrale di 61,7 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per €129 milioni e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per €48 milioni per le quali era stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

34 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2015	I semestre 2016
Imposte correnti:		
-imprese italiane	82	107
-imprese estere	2.443	1.207
	2.525	1.314
Imposte differite e anticipate nette:		
-imprese italiane	(12)	6
-imprese estere	(748)	(381)
	(760)	(375)
	1.765	939

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 27,5% al risultato ante imposte e l'onere fiscale effettivo di €939 milioni, determina una maggiore imposta di €1.021 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 e la svalutazione di attività per imposte anticipate in Italia dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

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 2016 il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare nel primo semestre 2015).

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

	I semestre 2015	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)	735	(1.242)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	0,20	(0,34)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (€ milioni)	1.285	(829)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	0,35	(0,23)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (€ milioni)	(550)	(413)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	(0,15)	(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.

Per effetto della revoca del trattamento contabile del business Chimica come attività in discontinued operations e dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) i dati relativi ai periodi posti a confronto sono stati riesposti (v. Nota n. 1 - Criteri di redazione). I dati relativi al business Chimica sono stati

aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment poiché questi due segmenti operativi sono organizzativamente unificati e presentano ritorni economici simili.

Al 30 giugno 2016 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 dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale	Discontinued operations		
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	Continuing operations
I semestre 2015										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	11.412	30.636	12.051	5.373	704	125				
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.539)	(5.334)	(1.114)	(711)	(624)					
Ricavi da terzi	4.873	25.302	10.937	4.662	80	125	45.979	(4.662)	41.317	
Risultato operativo	2.874	213	219	(788)	(286)	(182)	2.050	788	537	3.375
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		26.760	
Risultato operativo	288	(71)	363		(260)	5	325		325	

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

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale
31 dicembre 2015							
Attività direttamente attribuibili ^(b)	73.073	14.290	10.483	13.608	1.117	(543)	112.028
Attività non direttamente attribuibili							26.973
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.742	9.313	3.657	5.861	3.824	(199)	40.198
Passività non direttamente attribuibili							41.394
30 giugno 2016							
Attività direttamente attribuibili ^(b)	73.315	11.850	10.576		1.099	(396)	96.444
Attività non direttamente attribuibili							25.897
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.950	7.702	4.129		3.784	(58)	33.507
Passività non direttamente attribuibili							36.531

^(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 in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €4 milioni e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni;
- 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 2016" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			I semestre 2015						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) diversi operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	6	60				101				
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		1								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno			6.122							
Karachaganak Petroleum Operating BV	48	171		410	188	3		2		
Mellitah Oil & Gas BV	8	16		23	193					
Petrobel Belayim Petroleum Co	16	183			715			1		
Petromar Lda	2		6							
Unión Fenosa Gas SA	1		57							(23)
Altre (*)	118	42		9	58		33	33	15	(2)
	199	473	6.185	442	1.255	3	33	36	15	(25)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni México S. de RL de CV			101							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	65	1	9					1		
Altre (*)	17	19	3		3		2	3		
	82	20	113		3		2	4		
	281	493	6.298	442	1.258	3	35	40	15	(25)
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	138	203			595		173	73		40
Gruppo Snam	144	522	3	51	1.089	3	144	15		
Gruppo Terna	18	42		52	67	6	48	6	4	6
GSE - Gestore Servizi Energetici	44	63		229	1	11	201	20	1	
Altre (*)	22	38		1	35		17	1	1	
	366	868	3	333	1.787	20	583	115	6	46
Fondi pensione e fondazioni										
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	1	2				2	25			
	833	1.663	6.301	775	3.047	48	618	155	21	21
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	60	99	68					81		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	9	3								
KWANDA - Supporte Logistico Lda	69	10			2			4		
Mellitah Oil & Gas BV	9									
Petrobel Belayim Petroleum Co	19							27		
Petromar Lda	97	16						29		
Altre (*)	14	27		2	50			25		
	277	155	68	2	52			166		
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Altre (*)	1	1								
	1	1								
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam	25	46						12		
Altre (*)		5			1					
	25	51			1			12		
Fondi pensione e fondazioni										
	303	207	68	2	53			178		
Totale	1.136	1.870	6.369	777	3.100	48	618	333	21	21

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

Note al bilancio

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2016			I semestre 2016						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) diversi operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	4	90			101					
Karachaganak Petroleum Operating BV	52	225		232	191	2		1	1	
Mellitah Oil & Gas BV	10	140			237			14		
Petrobel Belayim Petroleum Co	20	612			860					
Gruppo Saipem	76	279	2.398		276	5		21		
Unión Fenosa Gas SA			57				42			(1)
Altre (*)	173	32		5	54		48	24	9	17
	335	1.378	2.455	237	1.719	7	90	60	10	16
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			183							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	66	1	9							
Altre (*)	6	9	7		1		10	1	1	
	72	10	199		1		10	1	1	
	407	1.388	2.654	237	1.720	7	100	61	11	16
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	188	300			408		26	46		88
Gruppo Snam	94	347		69	1.005	3	50	7		
Gruppo Terna	33	46		32	74	4	37	11	2	7
GSE - Gestore Servizi Energetici	48	58		119	1	13	165	36	1	
Altre (*)	24	27			20		33	4	3	
	387	778		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»	179	276			243	5	4	27		
	973	2.444	2.654	457	3.473	45	415	192	17	111

(*) 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 fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, 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 il rilascio da parte di Eni SpA di garanzie 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, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas, titoli ambientali, servizi di trasporto 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 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, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;

- 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, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi, e il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi 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 €13 milioni;
- i contributi erogati alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			I semestre 2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	1.112				28
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due					2
Matrica SpA	209				14
Shatskorneftegaz Sàrl	63			9	
Société Centrale Electrique du Congo SA	94				
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre (*)	52	7	12	12	3
	1.530	97	12	21	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	51	111			
	51	111			
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)	27				
	27				
	1.608	208	12	21	47
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Altre (*)	5				
	5		150		
Totale	1.613	208	162	21	47

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

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2016			I semestre 2016	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	1.234				46
Matrica SpA	214				4
Shatskmorneftegaz Sàrl	65			7	2
Société Centrale Electrique du Congo SA	92				
Unión Fenosa Gas SA		80			
Gruppo Saipem		175	80		21
Altre (*)	51	2		5	2
	1.656	257	80	12	75
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	51	108			
	51	108			
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)	16			1	
	16			1	
	1.723	365	80	13	75

(*) 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:

- 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 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 finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per il gruppo Saipem e la Unión Fenosa Gas SA.

Il 22 gennaio 2016 è stata perfezionata la cessione del 12,503% del capitale sociale di Saipem SpA a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) per il corrispettivo complessivo di €463 milioni. Maggiori informazioni sull'operazione di cessione sono riportate alla nota n. 26 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

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)

	31.12.2015			30.06.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	21.640	1.985	9,17	20.019	2.246	11,22
Altre attività correnti	3.642	50	1,37	2.693	45	1,67
Altre attività finanziarie non correnti	1.026	396	38,60	1.005	395	39,30
Altre attività non correnti	1.758	10	0,57	1.580	10	0,63
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	15.533	308	1,98	99		
Passività finanziarie a breve termine	5.720	208	3,64	3.706	365	9,85
Debiti commerciali e altri debiti	14.942	1.544	10,33	15.273	2.337	15,30
Altre passività correnti	4.712	96	2,04	3.151	84	2,67
Altre passività non correnti	1.852	23	1,24	1.761	23	1,31
Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	6.485	207	3,19	24		

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

(€ milioni)

	I semestre 2015			I semestre 2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing operations						
Ricavi della gestione caratteristica	41.317	773	1,87	26.760	607	2,27
Altri ricavi e proventi	669	21	3,14	502	17	3,39
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.697	3.851	12,15	21.420	3.957	18,47
Costo lavoro	1.593	19	1,19	1.544	18	1,17
Altri proventi (oneri) operativi	(298)	21	„	1	111	„
Proventi finanziari	5.885	47	0,80	3.190	75	2,35
Oneri finanziari	(6.359)	(21)	0,33	(3.420)	(13)	0,38
Discontinued operations						
Totale ricavi	4.664	178	3,82			
Costi operativi	5.989	55	0,92			

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

(€ milioni)

	I semestre 2015	I semestre 2016
Ricavi e proventi	794	624
Costi e oneri	(2.986)	(2.678)
Altri proventi (oneri) operativi	21	111
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(69)	215
Interessi	26	74
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.214)	(1.654)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	40	
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.174)	(1.654)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(884)	(1.297)
Variazione debiti/crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(166)	421
Variazione crediti finanziari	(186)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.236)	(1.014)
Variazione debiti finanziari	24	160
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	24	160
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(3.386)	(2.508)

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

(€ milioni)

	I semestre 2015			I semestre 2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.543	(2.174)	„	3.100	(1.654)	„
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.917)	(1.236)	20,89	76	(1.014)	„
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(856)	24	„	(3.266)	160	„

38 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2015 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 2015 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 semestrale abbreviato al 30 giugno 2016, nel corso del primo semestre 2016.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2016 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 semestrale abbreviato al 30 giugno 2016:
 - 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 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.

28 luglio 2016

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial
and Risk Management 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 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 2016. 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

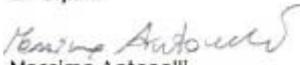
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale 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 2016 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, 29 luglio 2016

EY S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale € 2.750.000.000 i.v.
iscritta al R.G. del Registro delle imprese provincia C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000564 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 0091221000
iscritta al Registro Revisioni Legali n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. II - IV Serie Speciale del 17/02/1998
iscritta al Registro Speciale delle società di revisione
Consiglio di amministrazione: 2 delibera n. 10811 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 2016

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2016

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 e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2016, 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 2016 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	30	153	183						
Imprese consolidate joint operation				8	5	13			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	32	36	20	37	57			
Valutate con il metodo del costo	5	7	12	3	31	34	5	24	29
	9	39	48	23	68	91	5	24	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					5	5			
					5	5			
Totale Imprese	39	192	231	31	78	109	5	24	29

(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 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 l'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917 identificando i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori considerati privilegiati con esclusivo riferimento ad un livello di tassazione nominale inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia. Inoltre non sono considerati regimi fiscali privilegiati quelli previsti da Stati o territori appartenenti all'Unione europea ovvero da quelli appartenenti allo Spazio economico europeo con i quali l'Italia abbia stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni. Fino al 31 dicembre 2015, in base alla normativa allora vigente, gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato erano individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 sulla base di una cosiddetta "Black List". Al 30 giugno 2016 Eni controlla 9 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 9 società, 5 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 al livello di tassazione cui sono sottoposte.

Delle 9 società, 8 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, delle attività congolese della Maurel & Prom, della Burren Energy Plc e della Hess Indonesia. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2016 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.
Floater 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 Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petroliera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
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.

All'estero

Agip Casplan 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.

(*) 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 Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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	62.342.955	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 (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
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)Hold.Ltd	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)Hold.Ltd	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.
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.

(*) 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.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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 Bukat 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 Sàrl	99,99 (.) (.)	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	100,00	C.I.
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	40.000.001	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 Ganal 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)	Regno Unito	GBP	11.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
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⁾	George Town (Isole del Caimano)	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 Ivory Coast Limited	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	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 Mall BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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.

(*) 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 Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.000.002	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)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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 Ganal 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 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 Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia 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 Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	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 (.)	100,00	C.I.
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 South Salawati Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia 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 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 & Tobago)	Trinidad & 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.
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 Deep Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	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 Llc	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 Holding	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	99,97 0,03	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 Western Asla BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.

(*) 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 (*)
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum 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.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd Agip En Nat Res.Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO 'Eni Energhia'	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Tecnomare SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) 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.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia (SP)	Italia	EUR	120.000	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 Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma (RM)	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	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.
Servizi Fondo Bombie Metano SpA	Roma (RM)	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.
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 SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	788.579,55	LNG Shipping SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (.)	100,00	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 G&P France BV Soci Terzi	99,85 0,15	99,85	C.I.
Eni Gas & Power NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	413.248.823,14	Eni SpA Eni International BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (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 Eni International BV	99,77 0,23	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 Eni Gas & Power NV Eni SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
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.

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

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 (*)
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	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 Rete o&no SpA	100,00		Co.
Consorzio Condecò Santapalomba (in liquidazione)	Roma (RM)	Italia	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma (RM)	Italia	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma (RM)	Italia	EUR	27.480.000	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.

All'estero

Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
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 Hungaria Zrt	Budaors (Ungheria)	Ungheria	HUF	15.441.600.000	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		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralöih.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 Soci Terzi	99,99 (.)	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.

(*) 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 (*)
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.
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	53,55	P.N.
					Raff. di Gela SpA	18,74	
					Eni SpA	15,37	
					Raff. Milazzo ScpA	11,58	
					Syndial SpA	0,76	

All'estero

Dunastyr Polisztrolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA	96,34	100,00	C.I.
					Versalis Deutschland GmbH	1,83		
					Versalis International SA	1,83		
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Pollmeri Europa Elastomer France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	Francia	EUR	638.714	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Congo Sarlu	Tchitembo - 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	59,00	100,00	C.I.
					Versalis Deutschland GmbH	23,71		
					Dunastyr Zrt	14,43		
					Versalis France	2,86		
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	115.110	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 0,01		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	Hythe (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.041	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 a 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 (RM)	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma (RM)	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 Ltd	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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA - Attività Diversificate)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	422.269.480,70	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (.)	100,00	C.I.

In Italia

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
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 Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	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	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	11.380.085.779	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo Cidade (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.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayls Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obalyed Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tensah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	India	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Burren En. India Ltd Soci Terzi	16,28 0,01 83,71		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.

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 Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	Ucraina	UAH	469.186.704,96	Zagoryanska P BV	100,00		
Lic Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	Ucraina	UAH	354.965.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
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.
Nile Delta Oil Co Nidoco	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	410.500.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunIn SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.591.100.000	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.
Pokrovskoe Petroleum BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold.BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
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 Sàrl (†)	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	50,00 50,00		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	Tecnomare 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 Derivatves Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	285.000.000	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 Company ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold.BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Zetah Noumbi 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 (*)
Marconsult SpA ^(†)	Milano (MI)	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.
Termica Milazzo Srl	Milano (MI)	Italia	EUR	100.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Transmed SpA ^(†)	Milano (MI)	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	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Eterla Parohis Aeriou Thessallas AE ^(†)	Larissa (Grecia)	Grecia	EUR	72.759.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eterla Parohis Aeriou Thessalonikis AE ^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	193.550.000	Eni 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 Vagyongkezelő 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 (AR)	Italia	EUR	394.000	Eni Rete o&no 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 (NA)	Italia	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costlero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno (LI)	Italia	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	I.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA ^(†)	Ravenna (RA)	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl ^(†)	Genova (GE)	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	I.O.
Petroven Srl ^(†)	Genova (GE)	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	I.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova (GE)	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 (GE)	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 (GE)	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.

All'estero

AET - Raffineriebetriebsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	I.O.
City Carbuoil SA ^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		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.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.816.139,91	Eni Marketing A.GmbH	14,29		Co.
					Eni Mineralölh.GmbH	14,29		
					Eni Austria GmbH	14,28		
					Soci Terzi	57,14		
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sarl	25,00		Co.
					Soci Terzi	75,00		
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV	34,00		P.N.
					Soci Terzi	66,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV	20,00		P.N.
					Soci Terzi	80,00		
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA	20,00		Co.
					Soci Terzi	80,00		
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA	34,51 ^(b)	50,00	J.O.
					Supermetanol CA	30,07		
					Soci Terzi	35,42		
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A.GmbH	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch.GmbH	20,00		P.N.
					Soci Terzi	80,00		

(*) 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 (BR)	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 (FE)	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 (NO)	Italia	EUR	500.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	80,00 20,00		P.N.
Novamont SpA	Novara (NO)	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 (RA)	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 (Sud Corea)	Sud Corea	KRW	192.000.010.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		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 a 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 (NU)	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) 0,02 69,44		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 30,55
Soci Terzi 69,45

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 (PI)	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	936.907.801,88	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 Company 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 & Tobago)	Trinidad & 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 Obbligatorio degli Oli Usati	Roma (RM)	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	13,27 86,73		Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma (RM)	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	178.853	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.
Dépot Pétroller de Fos SA	Fos - Sur - Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sarl Soci Terzi	16,81 83,19		Co.
Dépot 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 sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

(a) Azioni senza valore nominale.

Corporate a 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 (MI)	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 0,78 89,22		Co.
MIP Politecnico DI Milano - Graduate School Of Business Scpa	Milano (MI)	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33		Co.

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

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Continuing operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 2)

Eni Isatay BV	Amsterdam	Exploration & Production	Soppravvenuta rilevanza
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City	Exploration & Production	Soppravvenuta rilevanza

Imprese escluse (n. 2)

Eni Middle East BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Slovenija doo	Lubiana	Refining & Marketing	Cessione

Discontinued operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese escluse (n. 62)

Salpem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Denuke Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Servizi Energia Italla SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
SnamprogettiChiyoda SAS di Salpem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio De Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Boscongo SA	Pointe Noire	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Global Petroprojects Services AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime AS	Lysaker	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime Inc	Houston	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
North Casplan Service Co Llp	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Petrex SA	Iquitos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Professional Training Center Llc	Karakiyon	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
PT Salpem Indonesia	Jakarta Selatan	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salgut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salmep Limitada	Maputo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salmexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem America Inc	Wilmington	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Australia Pty Ltd	West Perth	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Canada Inc	Montréal	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting Algeria SpA	Algeri	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
SAIPEM CONTRACTING PREP, S.A.	Panama	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio De Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Drilling Co Private Ltd	Mumbai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Drilling Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Finance International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

SAIPEM INDIA PROJECTS PRIVATE LTD	Chennai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Libya Llc - SALLICO. Llc	Tripoli	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Luxembourg SA	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Mlsr for Petroleum Services SAE	Port Said	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Norge AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Offshore Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem SA	Montigny-le-bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Singapore Pte Ltd	Singapore	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ukraine Limited Liability Company (in liquidazione)	Kiev	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saudi Arabian Salpem Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sigurd Rück AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sofresid Engineering SA	Montigny-le-bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sofresid SA	Montigny-le-bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sonsub International Pty Ltd	Sydney	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

Imprese consolidate joint operation

Imprese escluse (n. 2)

Ship Recycling Scarl	Genova	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpon Snc	Montigny-le-bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

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 2015:

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

