

Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2015

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 2015

Relazione intermedia sulla gestione

4	Highlight
	Andamento operativo
8	Exploration & Production
15	Gas & Power
19	Refining & Marketing e Chimica
23	Ingegneria & Costruzioni
	Commento ai risultati e altre informazioni
25	Commento ai risultati economico-finanziari
26	Conto economico
43	Stato patrimoniale riclassificato
46	Rendiconto finanziario riclassificato
51	Fattori di rischio e incertezza
60	Evoluzione prevedibile della gestione
61	Altre informazioni
63	Glossario

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

66	Schemi contabili
73	Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
131	Attestazione del management
132	Relazione della Società di revisione

Allegati

	Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato
134	Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2015
166	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Disclaimer

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

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

Highlight

Risultati > Nel primo semestre 2015 Eni ha conseguito, escluso il risultato negativo di Saipem, l'utile operativo adjusted di €2,91 miliardi (-51%) e l'utile netto adjusted di €1,05 miliardi (-47%), con G&P, R&M e Chimica in positivo.

Il risultato di Saipem, negativo a livello operativo adjusted per €0,58 miliardi, ha risentito della svalutazione dei valori di libro del capitale d'esercizio netto, essenzialmente rappresentato da lavori in corso e crediti, a causa del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services determinato dal debole scenario del settore petrolifero.

Su base consolidata l'utile operativo adjusted è stato di €2,33 miliardi (-63%) su cui ha inciso l'effetto scenario negativo per €3,8 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e dai recuperi di efficienza per €0,8 miliardi. L'utile netto adjusted è stato di €0,79 miliardi (-62%).

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €0,59 miliardi (€1,96 miliardi nel primo semestre 2014).

- Il cash flow operativo¹ è stato robusto con €5,68 miliardi nonostante il crollo del prezzo del petrolio. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €0,64 miliardi, relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore E&P, hanno finanziato gran parte dei fabbisogni per gli investimenti tecnici (€6,24 miliardi) e il pagamento del saldo dividendi 2014 (€2,02 miliardi) determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €2,79 miliardi rispetto al 31 dicembre 2014 penalizzato anche dalle differenze cambio.

- Al 30 giugno 2015 il leverage è pari a 0,26 (0,22 al 31 dicembre 2014) all'interno del ceiling dello 0,3.

Acconto dividendo > Sulla base dei risultati del primo semestre 2015 e delle previsioni per l'intero esercizio, al Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2015 sarà proposto un acconto dividendo di €0,40 per azione (€0,56 nel 2014). L'acconto sarà messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2015 con stacco cedola il 21 settembre 2015.

Produzione di idrocarburi > Nel primo semestre 2015 la produzione è stata di 1,726 milioni di boe/giorno, in aumento del 9% rispetto al primo semestre 2014, crescita organica record negli anni 2000². Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement la produzione registra un incremento del 5,2%. Su base annua prevista una solida crescita di oltre il 7%.

Avvii > Tra i principali major projects avviati nel periodo si segnalano: (i) Cinguvu nell'ambito del progetto operato West Hub Development nel Blocco 15/06 (Eni 35%) in Angola; (ii) Kizomba Satellite Fase 2, nel Blocco 15 (Eni 20%), nell'offshore dell'Angola; (iii) Nené in Congo nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore); (iv) Hadrian South (Eni 30%) e Lucius (Eni 8,5%) nel Golfo del Messico; (v) West Franklin-fase 2 (Eni 21,87%) in Regno Unito e (vi) Eldfisk 2 Fase 1 (Eni 12,39%) in Norvegia. L'avvio dei nuovi giacimenti e la regimazione di quelli in produzione hanno contribuito con 105 mila boe/giorno alla produzione del semestre.

Venezuela > All'inizio di luglio è stato avviato il giacimento giant a gas di Perla nell'offshore venezuelano, uno degli start up più significativi del 2015 per Eni. Il giacimento con un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto è stato sviluppato con un time-to-market di soli 5 anni, al top dell'industria.

¹ Flusso di cassa netto da attività operativa.

² Con l'eccezione del II semestre del 2012 per la ripresa della produzione libica.

Esplorazione > I successi esplorativi registrati principalmente in Egitto, Libia, Indonesia, Stati Uniti e Congo hanno consentito di accertare circa 300 milioni di boe di nuove risorse al costo unitario di 1,7 \$/boe. E' stato inoltre acquisito acreage esplorativo a elevato potenziale in bacini strategici (Egitto, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio) per complessivi 21.000 chilometri quadrati in quota Eni con l'obiettivo di rinnovare il portafoglio minerario.

Egitto > È stato firmato con le competenti autorità del Paese un accordo petrolifero che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stato definito con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, i cui effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015 sono stati rilevati nei conti al 30 giugno 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

Indonesia > Firmati con PT Pertamina gli accordi di compravendita del GNL che sarà prodotto dal 2017 dal giacimento a gas Jangkrik (Eni 55%, operatore), uno dei primi progetti a gas in acque profonde in Indonesia in fase di sviluppo attraverso uno schema di esecuzione accelerato.

Accordo con KazMunayGas > Finalizzato l'accordo preliminare con KazMunayGas per il trasferimento a Eni del 50% dei diritti di sfruttamento del sottosuolo per la ricerca e la produzione di idrocarburi nel blocco ad elevato potenziale di Isatay, nelle acque kazake del Mar Caspio.

Versalis > Nell'ambito della strategia di espansione internazionale e di diversificazione dalla chimica di base, sono stati firmati accordi con la società indiana Reliance Industries Ltd per la commercializzazione della gomma stirene-butadiene e con Ecombine ed EVE Rubber Institute per lo sviluppo di un'innovativa piattaforma tecnologica integrata che punta a commercializzare una nuova gamma di materiali elastomerici a elevate prestazioni meccaniche e basso impatto ambientale.

Cambiamento climatico > Il 1° giugno 2015 Eni e le altre major europee dell'oil&gas hanno richiesto alle competenti organizzazioni, l'introduzione di sistemi di tariffazione delle emissioni di anidride carbonica per la creazione di quadri normativi chiari, stabili e più ambiziosi al fine di armonizzare i diversi sistemi nazionali incoraggiando un'ampia riduzione delle emissioni di anidride carbonica. Con questa iniziativa congiunta senza precedenti, le società riconoscono sia l'importanza della sfida che pone il cambiamento climatico sia l'importanza dell'energia per la vita umana e per il benessere generale.

Sicurezza delle persone > Nel primo semestre 2015 si registra un riduzione dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-22,6% rispetto al primo semestre 2014) e dei contrattisti (-29,1%). Continua l'attenzione di Eni al tema della sicurezza con l'avvio dei Safety Road Show, un'iniziativa di sensibilizzazione sulle tematiche HSE, la cultura della sicurezza e la cultura dell'ambiente, presso le realtà operative in Italia e all'estero (Australia, Angola, Porto Torres, Taranto, Livorno e Venezia). Inoltre, nel gennaio 2015 è stato inaugurato a Gela il Safety Competence Center, per lo sviluppo delle competenze nel campo della sicurezza anche attraverso l'avvio di progetti di insourcing.

Principali dati economici e finanziari				
Esercizio 2014			Primo semestre	
			2014	2015
		(€ milioni)		
109.847	Ricavi della gestione caratteristica		56.556	45.979
7.917	Utile operativo		5.901	1.945
11.574	Utile operativo adjusted		6.219	2.329
1.291	Utile netto ^(a)		1.961	591
3.707	Utile netto adjusted ^{(a) (b)}		2.074	787
15.110	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.740	5.678
12.240	Investimenti tecnici		5.524	6.237
146.207	Totale attività a fine periodo		140.076	148.369
62.209	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		61.261	63.872
13.685	Indebitamento finanziario netto a fine periodo		14.601	16.477
75.894	Capitale investito netto a fine periodo		75.862	80.349
14,51	Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	19,98	15,92
3.610,4	Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.615,0	3.601,1
52,4	Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi)	72,2	57,3

(a) Di competenza Eni.

(b) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

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

Principali indicatori reddituali e finanziari *				
Esercizio 2014			Primo semestre	
			2014	2015
	Utile netto			
0,36	- per azione ^(a)	(€)	0,54	0,16
0,96	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	1,48	0,36
	Utile netto adjusted			
1,03	- per azione ^(a)	(€)	0,57	0,22
2,74	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	1,56	0,49
5,6	Return On Average Capital Employed (ROACE) adjusted		6,8	3,2
0,22	Leverage		0,24	0,26
7,4	Coverage		12,0	3,3
1,5	Current ratio		1,6	1,3
110,4	Debt coverage		39,3	34,5

* Per la definizione degli indicatori si rinvia al glossario.

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto 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 dati operativi e di sostenibilità				
Esercizio			Primo semestre	
			2014	2015
2014				
84.405	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	84.990	80.911
13.650	di cui: - donne ^(*)		13.847	13.409
58.182	- all'estero		58.100	54.891
19,7	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	19,4	20,0
0,31	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,31	0,23
0,72	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,06	-
1.179	Oil spill operativi	(barili)	744	547
42,93	Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO ₂ eq)	21,46	21,27
186	Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	85	83
96	Spese per il territorio		36	30
Exploration & Production				
1.598	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.726
828	- <i>Petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	817	882
120	- <i>Gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131
549,5	Produzione venduta	(milioni di boe)	267,7	298,1
Gas & Power				
89,17	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	45,85	48,01
34,04	- <i>in Italia</i>		18,45	21,11
55,13	- <i>internazionali</i>		27,40	26,90
Refining & Marketing e Chimica				
25,03	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	11,69	13,50
9,21	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa		4,54	4,33
1.725	Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	844	831
5.283	Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.801	2.757
3.463	Vendite di prodotti petrolchimici		1.852	1.818
71,3	Tasso di utilizzo impianti	(%)	74,0	72,0
Ingegneria & Costruzioni				
17.971	Ordini acquisiti	(€ milioni)	13.132	3.500
22.147	Portafoglio ordini a fine periodo		24.215	19.018

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

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,60 miliardi di metri cubi (1,51 e 3,06 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2014, rispettivamente).

Exploration & Production

Principali indicatori di performance					
Esercizio	2014			Primo semestre	
				2014	2015
0,23	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000		0,22	0,16
28.488	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)		14.802	11.412
10.766	Utile operativo			6.221	2.769
11.551	Utile operativo adjusted			6.431	2.488
4.423	Utile netto adjusted			2.464	689
10.524	Investimenti tecnici			4.688	5.795
	Prezzi medi di realizzo ^(b)				
88,71	- Petrolio e condensati	(\$/barile)		100,04	52,28
242,80	- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)		253,98	171,86
65,49	- Idrocarburi	(\$/boe)		71,87	40,22
	Produzione ^(b)				
828	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)		817	882
120	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)		119	131
1.598	- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)		1.583	1.726
12.777	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)		12.548	12.948
8.243	di cui: <i>all'estero</i>			8.296	8.364
936	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)		522	443
56	Acqua di formazione reiniettata	(%)		57	56
22,98	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)		11,66	11,41
5,64	di cui: <i>da flaring</i>			2,97	2,99
63	Spese per il territorio	(€ milioni)		23	23

(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 2015 Eni ha condotto operazioni in 41 paesi dei cinque continenti. Al 30 giugno 2015 il portafoglio minerario di Eni consiste in 913 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 344.741 chilometri quadrati in quota Eni (334.739 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2014). Nel primo semestre 2015 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Egitto, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio, per una superficie di circa 21.000 chilometri quadrati; (ii) dall'incremento della quota di partecipazione in Vietnam per circa 1.500 chilometri quadrati; (iii) dal rilascio di licenze principalmente in Congo, Ghana, Italia, Nigeria, Norvegia, Tunisia e Stati Uniti per circa 5.500 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta sia per rilascio parziale, sia per riduzione della quota di partecipazione principalmente in Indonesia e Pakistan per circa 3.000 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 14 nuovi pozzi esplorativi (9,2 in quota Eni), a fronte dei 22 pozzi (11,3 in quota Eni) del primo semestre 2014.

Produzione

La produzione d'idrocarburi del primo semestre 2015 è stata di 1,726 milioni di boe/giorno, in aumento del 9% rispetto al primo semestre 2014. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement la produzione registra un incremento del 5,2% dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Congo, Stati Uniti, Egitto e Regno Unito e delle maggiori produzioni in Libia. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel primo semestre 2014).

La produzione di petrolio (882 mila barili/giorno) è aumentata di 65 mila barili/giorno, pari all'8%, con incrementi essenzialmente in Angola, Congo, Egitto, Libia e Stati Uniti.

La produzione di gas naturale (131 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto al semestre di confronto, pari al 10,1%. Gli start-up/ramp-up del periodo, in particolare in Regno Unito e Stati Uniti, nonché le maggiori produzioni in Libia hanno più che compensato i declini delle produzioni mature.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 298,1 milioni di boe. La differenza di 14,3 milioni di boe rispetto alla produzione di 312,4 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (13 milioni di boe).

Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}

Esercizio 2014		(migliaia di boe/giorno)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
179	Italia	180	169	(11)	(6,1)
190	Resto d'Europa	193	184	(9)	(4,7)
567	Africa Settentrionale	546	659	113	20,7
325	Africa Sub-Sahariana	322	343	21	6,5
88	Kazakhstan	96	99	3	3,1
98	Resto dell'Asia	100	111	11	11,0
125	America	119	134	15	12,6
26	Australia e Oceania	27	27		
1.598		1.583	1.726	143	9,0
549,5	Produzione venduta	(milioni di boe) 267,7	298,1	30,4	11,4

Produzione di petrolio e condensati ^(a)

Esercizio 2014		(migliaia di barili/giorno)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
73	Italia	73	69	(4)	(5,5)
93	Resto d'Europa	95	86	(9)	(9,5)
252	Africa Settentrionale	241	268	27	11,2
231	Africa Sub-Sahariana	229	256	27	11,8
52	Kazakhstan	56	58	2	3,6
37	Resto dell'Asia	36	52	16	44,4
84	America	80	87	7	8,8
6	Australia e Oceania	7	6	(1)	(14,3)
828		817	882	65	8,0

Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}

Esercizio 2014		(milioni di metri cubi/giorno)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
17	Italia	17	16	(1)	(5,9)
15	Resto d'Europa	15	15		
49	Africa Settentrionale	48	61	13	27,1
15	Africa Sub-Sahariana	14	14		
6	Kazakhstan	6	6		
9	Resto dell'Asia	10	9	(1)	(10,0)
6	America	6	7	1	16,7
3	Australia e Oceania	3	3		
120		119	131	12	10,1

(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 (11,2 e 13,6 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel primo semestre 2015 e 2014, e 12,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2014).

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 nel 1998: (i) sono in corso i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento; (ii) è in corso di attuazione il 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 (iii) azioni a supporto dello sviluppo culturale, sociale e turistico nonché interventi a sostegno delle attività di produzione e commercializzazione di prodotti agricoli e trasformazione agro-alimentare.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Barbara, Anemone, Annalisa, Armida e Gela; e (ii) la prosecuzione dei programmi di sviluppo dei giacimenti Bonaccia e Clara nell'offshore Adriatico.

Resto d'Europa

Norvegia Nel primo semestre 2015, Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord.

È stato conseguito l'avvio produttivo di Eldfisk 2 fase 1 (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e di Heidrun FSU (Eni 5,2%) nel Mare di Norvegia.

Nel Mare di Barents sono state completate le operazioni di ancoraggio della FPSO sul giacimento di Goliat (Eni 65% operatore) alle quali farà seguito lo start-up produttivo previsto entro la fine del terzo trimestre 2015. Il picco di produzione di circa 65 mila barili/giorno in quota Eni è programmato nel 2016.

Il progetto Goliat dispone di un sistema avanzato per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, attrezzature e tecnologie. Nell'aprile 2015 è stata condotta una esercitazione nel Mare di Barents che ha confermato come il programma di risposta agli oil spill soddisfi tutti i requisiti stabiliti dalle Autorità norvegesi. Tale risultato è stato ottenuto anche grazie al progetto Costal Oil Spill Preparedness Improvement Program (COSPIP), lanciato da Eni in collaborazione con la Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies (NOFO), la Norwegian Fisherman Association nonché con altre major oil company ed istituti di ricerca internazionali e nazionali.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Regno Unito Nel primo semestre 2015, Eni si è aggiudicata quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale con quote tra il 100% e il 9% ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale con una quota del 100%.

È stata avviata la produzione della fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con il completamento e l'installazione della piattaforma produttiva e pipeline di collegamento.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di drilling per completare lo sviluppo del giacimento Jasmine (Eni 33%); e (ii) attività di ottimizzazione della produzione nell'area di Hewett (Eni 89,3%) al fine di contrastarne il declino naturale e attività di drilling nell'area di Liverpool Bay (Eni 100%) al fine di massimizzare la capacità produttiva.

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 circa 33 mila boe/giorno (quota Eni).

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e production optimization nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%), 403 (Eni 50%), 403a/d (Eni dal 65% al 100%), ROM Nord (Eni 35%) nonché nei Blocchi 208 e 404 (Eni 12,25%).

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte near-field: (i) a olio e gas con il pozzo Meleiha West Deep nella concessione Meleiha (Eni 76%) nel deserto occidentale; e (ii) a gas nel prospetto esplorativo Nooros, situato nella licenza di Abu Madi West (Eni 75%), nel Delta del Nilo. Le stime preliminari indicano che il giacimento possa contenere 15 miliardi di metri cubi di gas in posto, con ulteriore potenziale, a cui si sommano i condensati associati al gas. Il nuovo giacimento verrà messo in produzione in circa 2 mesi attraverso il suo collegamento alla centrale di trattamento del gas di Abu Madi. Sono stati assegnati tre Concession Agreement per operare nel blocco Southwest Meleiha (Eni 100%, operatore) nel deserto occidentale egiziano e nei blocchi Karawan (Eni 50%, operatore) e North Leil (Eni 100%) nell'offshore del Mediterraneo.

È stato firmato con le competenti Autorità del Paese un accordo petrolifero che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stato definito con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, i cui effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015 sono stati rilevati nei conti al 30 giugno 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nelle concessioni Meleiha (Eni 76%) nel deserto occidentale e Sinai 12 (Eni 100%) nel Golfo di Suez, al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; e (ii) la prosecuzione delle attività sul progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 nella concessione Ras El Barr (Eni 50%).

Libia L'attività esplorativa near-field ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con scoperte a gas e condensati: (i) nel prospetto esplorativo offshore Bahr Essalam Sud, in prossimità del giacimento in produzione di Bahr Essalam; (ii) nel prospetto esplorativo offshore Bouri Nord, in prossimità del giacimento in produzione di Bouri. Questi ritrovamenti confermano il grande potenziale di risorse di gas naturale ancora presenti nel Paese.

Africa Sub-sahariana

Angola Nel gennaio 2015 le Autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del Blocco 15/06 operato da Eni con il 35%.

Nel Blocco 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. Nell'aprile 2015 è stata avviata la produzione del giacimento Cinguvu che fa seguito all'avvio di Sangos. I due giacimenti attualmente producono circa 60 mila barili/giorno (18 mila barili/giorno in quota Eni). Si prevede che la produzione possa raggiungere 100 mila barili/giorno nell'ultimo trimestre del 2015 con l'avvio di Mpungi.

È stato inoltre conseguito lo start-up del progetto Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%), nell'offshore del Paese, attraverso la messa in produzione di ulteriori tre campi connessi all'esistente FPSO. Il picco di produzione è stimato in circa 70 mila barili/giorno.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Minsala N1, confermando il potenziale minerario dell'omonima scoperta.

Nel corso del primo semestre 2015 sono stati definiti due accordi di collaborazione volti a promuovere lo sviluppo energetico e a contribuire alla crescita del Paese.

È proseguito il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Il PIH interviene nei settori dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali. Lo stato di avanzamento delle attività programmate nel quinquennio 2011-2015 ha raggiunto l'86% nel primo semestre 2015. Del progetto beneficeranno circa 25.000 persone. Con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area.

È stata avviata la produzione del giacimento di Litchendjili nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Il picco produttivo di Litchendjili in quota Eni è di 12 mila

boe/giorno ed è atteso nel corso del 2016. La produzione gas del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC (Eni 20%) a cui si aggiungerà la produzione olio con i prossimi pozzi di sviluppo.

Prosegue l'attività di sviluppo del giacimento in produzione di Nené Marine nel blocco Marine XII con il completamento e lo start-up del secondo pozzo produttivo.

Nigeria Le attività di sviluppo proseguono nel blocco OML 28 (Eni 5%): (i) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato a petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi; e (ii) lo sviluppo del giacimento Forkados-Yokri prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel primo semestre 2016.

Nel corso del primo semestre 2015 sono proseguiti i programmi di sostegno della popolazione locale con iniziative nei campi dell'infrastrutture pubbliche, dei servizi d'istruzione, programmi sanitari, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

Kazakhstan

Nuove iniziative Nel giugno 2015 Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo che stabilisce le condizioni per il trasferimento a Eni di una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il perfezionamento dell'accordo avverrà nel secondo semestre una volta ottenute le approvazioni di legge richieste. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Inoltre, è in fase di finalizzazione il FEED per la costruzione di un cantiere navale a Kuryk, così come previsto dagli accordi siglati nel 2014. Il FEED sarà presentato nel corso del secondo semestre 2015 alle Autorità Kazake per l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

Kashagan Sono in corso le attività di sostituzione delle due pipeline danneggiate che avevano costretto il Consorzio all'interruzione della produzione immediatamente dopo il completamento della Fase 1 di sviluppo (cosiddetta Experimental Program) del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). 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.

Il 13 giugno 2015 è stato completato il processo di cambiamento del modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto. Il nuovo modello, che ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei processi operativi e decisionali e ridurre i costi, prevede che la società NCOC NV, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore oil&gas.

Karachaganak Nel giugno 2015 è stato definito l'accordo di estensione fino al 2038 del Gas Sales Agreement del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). L'accordo garantisce una fornitura addizionale di gas all'impianto di trattamento di Orenburg, ponendo le basi all'implementazione di nuovi progetti per incrementare i volumi prodotti di liquidi e gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità locali presso il giacimento di Karachaganak. Le attività hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché la realizzazione di impianti per l'approvvigionamento idrico e infrastrutture stradali.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività di valutazione successiva alla scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in place. Eni anticiperà la campagna di appraisal per valutare la possibilità di sviluppo accelerato della scoperta ottimizzando le sinergie con il vicino campo offshore di Jangkrik (Eni 55%), anch'esso operato da Eni.

Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik 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 2016.

Nel giugno 2015 Eni e i partner del progetto Jangkrik hanno firmato con la società PT Pertamina due accordi per la vendita a partire dal 2017 di 1,4 milioni di tonnellate/anno di GNL.

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

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Puckett Trust 1H e Stallings 2H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel Texas occidentale. Le scoperte sono state già allacciate alle facility produttive presenti nell'area.

Nel corso del primo semestre sono stati avviati nel Golfo del Messico: (i) il giacimento Hadrian South (Eni 30%), con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni); e (ii) il giacimento Lucius (Eni 8,5%), con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Le attività prevedono la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni; e (ii) la perforazione di pozzi di sviluppo sul campo operato di Devil's Tower (Eni 75%) nonché sui campi non-operati di Medusa (Eni 25%), K2 (Eni 13,39%) e St. Malo (Eni 1,25%).

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) in Alaska. In particolare è stato avviato il programma di aggiornamento del Piano d'Azione per la Biodiversità e i Servizi Ecosistemici di Nikaitchuq, per allineare le attività agli eventuali cambiamenti nel contesto operativo, ecologico e sociale.

Venezuela Nel luglio 2015 è stata avviata la produzione del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Il gas prodotto sarà principalmente utilizzato dalla società di stato PDVSA nel mercato domestico sulla base di un Gas Sale Agreement fino al 2036.

Lo sviluppo di Perla è stato pianificato in tre fasi e prevede la messa in produzione di 21 pozzi di produzione, la posa di quattro piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo atteso per la prima fase (early production) è stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio nel 2017 della seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La fase finale di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno nel 2020.

Proseguono le attività di drilling del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in posto certificati in 35 miliardi di barili. Il giacimento è stato avviato nel 2013 nella fase di early production, con un target produttivo di 75 mila barili/giorno. La successiva fase Full Field prevede un plateau produttivo di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria. In base agli accordi, Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria, fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€5.795 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€5.321 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Norvegia, Congo, Kazakhstan, Stati Uniti ed Indonesia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€447 milioni) hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Libia, Cipro, Gabon, Congo, Egitto, Regno Unito, Stati Uniti ed Indonesia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Investimenti tecnici					
Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014			2014	2015	Var. ass.
923	Italia	435	413	(22)	(5,1)
1.783	Resto d'Europa	786	832	46	5,9
1.071	Africa Settentrionale	422	1.127	705	..
3.754	Africa Sub-Sahariana	1.680	1.807	127	7,6
527	Kazakhstan	242	400	158	65,3
1.277	Resto dell'Asia	473	763	290	61,3
1.064	America	608	429	(179)	(29,4)
125	Australia e Oceania	42	24	(18)	(42,9)
10.524		4.688	5.795	1.107	23,6

Gas & Power

Principali indicatori di performance				
Esercizio 2014			Primo semestre	
			2014	2015
0,46	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,73	0,39
73.434	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	37.941	30.636
64	Utile operativo		592	213
168	Utile operativo adjusted		256	325
86	Utile netto adjusted		163	222
172	Investimenti tecnici		75	44
89,17	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	45,85	48,01
34,04	- in Italia		18,45	21,11
55,13	- internazionali		27,40	26,90
33,58	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	16,00	16,82
4.561	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.850	4.473
10,08	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,02	5,04

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,60 miliardi di metri cubi (1,51 e 3,06 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2014, rispettivamente).

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 45,11 miliardi di metri cubi con una crescita di 3,13 miliardi di metri cubi, pari al 7,5%, rispetto al primo semestre del 2014.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (41,08 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono aumentati di 2,47 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2014 (+6,4%), per effetto dei maggiori dei volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (+1,68 miliardi di metri cubi) e Libia (+1 miliardo di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Russia (-1,38 miliardi di metri cubi) e Algeria (-1,37 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,14 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente stabili rispetto al periodo di confronto.

Approvvigionamenti di gas naturale						
Esercizio		Primo semestre				
2014		(miliardi di metri cubi)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
6,92	Italia		3,12	3,14	0,02	0,6
26,68	Russia		16,37	14,99	(1,38)	(8,4)
7,51	Algeria (incluso il GNL)		4,64	3,27	(1,37)	(29,5)
6,66	Libia		2,91	3,91	1,00	34,4
13,46	Paesi Bassi		4,98	6,66	1,68	33,7
8,43	Norvegia		4,51	4,46	(0,05)	(1,1)
2,64	Regno Unito		1,23	1,17	(0,06)	(4,9)
0,38	Ungheria		0,18	0,21	0,03	16,7
2,98	Qatar (GNL)		1,53	1,69	0,16	10,5
5,56	Altri acquisti di gas naturale		1,38	3,70	2,32	..
1,69	Altri acquisti di GNL		0,88	1,02	0,14	15,9
75,99	Estero		38,61	41,08	2,47	6,4
82,91	TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		41,73	44,22	2,49	6,0
(0,20)	Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,40	1,02	0,62	..
(0,25)	Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,15)	(0,13)	0,02	(13,3)
82,46	DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		41,98	45,11	3,13	7,5
3,65	Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,36	1,30	(1,06)	(44,9)
3,06	Volumi E&P		1,51	1,60	0,09	6,0
89,17	TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		45,85	48,01	2,16	4,7

Vendite di gas naturale

Vendite di gas per entità						
Esercizio		Primo semestre				
2014		(miliardi di metri cubi)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
81,73	Vendite delle società consolidate		41,44	45,07	3,63	8,8
34,04	Italia (inclusi autoconsumi)		18,45	21,11	2,66	14,4
43,07	Resto d'Europa		20,84	21,56	0,72	3,5
4,62	Extra Europa		2,15	2,40	0,25	11,6
4,38	Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,90	1,34	(1,56)	(53,8)
3,15	Resto d'Europa		2,13	0,89	(1,24)	(58,2)
1,23	Extra Europa		0,77	0,45	(0,32)	(41,6)
3,06	E&P in Europa e nel Golfo del Messico		1,51	1,60	0,09	6,0
89,17	TOTALE VENDITE GAS MONDO		45,85	48,01	2,16	4,7

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dal lieve recupero della domanda di gas, le vendite di gas naturale del primo semestre 2015 di 48,01 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 una crescita di 2,16 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2014, pari al 4,7%.

In aumento le vendite in Italia (21,11 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente delle maggiori vendite all' hub (PSV) e al segmento civile per l'effetto di temperature più rigide rispetto al primo semestre 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrici per effetto dell'ulteriore deterioramento delle condizioni nel mercato di riferimento per incremento dell'utilizzo delle fonti idroelettriche e rinnovabili e contrazione della richiesta, registrati principalmente nella prima parte dell'anno.

In aumento i ritiri degli importatori in Italia (+0,41 miliardi di metri cubi) a causa della maggiore disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 20,21 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4,4%, principalmente in Germania a causa del disinvestimento della joint venture GVS e Regno Unito per minori vendite spot, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Francia per maggiori vendite spot e Turchia per effetto dei maggiori ritiri di Botas.

Sostanzialmente stabili le vendite nei mercati extra europei (-0,07 miliardi di metri cubi) per effetto della cessione delle società argentine parzialmente compensato dai maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (1,60 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,09 miliardi di metri cubi per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel Nord Europa.

Vendite di gas per mercato						
Esercizio		(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
2014						
34,04	ITALIA		18,45	21,11	2,66	14,4
4,05	Grossisti		2,43	2,33	(0,10)	(4,1)
11,96	PSV e borsa		6,36	9,01	2,65	41,7
4,93	Industriali		2,42	2,51	0,09	3,7
1,60	PMI e terziario		0,93	0,92	(0,01)	(1,1)
1,42	Termoelettrici		0,79	0,44	(0,35)	(44,3)
4,46	Residenziali		2,77	3,08	0,31	11,2
5,62	Autoconsumi		2,75	2,82	0,07	2,5
55,13	VENDITE INTERNAZIONALI		27,40	26,90	(0,50)	(1,8)
46,22	Resto d'Europa		22,97	22,45	(0,52)	(2,3)
4,01	Importatori in Italia		1,83	2,24	0,41	22,4
42,21	Mercati europei		21,14	20,21	(0,93)	(4,4)
5,31	Penisola Iberica		2,86	2,59	(0,27)	(9,4)
7,44	Germania/Austria		3,78	2,57	(1,21)	(32,0)
10,36	Benelux		4,51	4,52	0,01	0,2
1,55	Ungheria		0,90	0,91	0,01	1,1
2,94	Regno Unito		1,53	1,15	(0,38)	(24,8)
7,12	Turchia		3,53	3,87	0,34	9,6
7,05	Francia		3,79	4,34	0,55	14,5
0,44	Altro		0,24	0,26	0,02	8,3
5,85	Mercati extra europei		2,92	2,85	(0,07)	(2,4)
3,06	E&P in Europa e nel Golfo del Messico		1,51	1,60	0,09	6,0
89,17	TOTALE VENDITE GAS MONDO		45,85	48,01	2,16	4,7

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Nel primo semestre 2015, la produzione di energia elettrica è stata di 9,64 terawattora, stabile rispetto al primo semestre 2014. Al 30 giugno 2015, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2014). In crescita l'attività di commercializzazione (+0,82 terawattora) per effetto dei maggiori acquisti a seguito della lieve crescita della domanda.

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2015, le vendite di energia elettrica (16,82 TWh) sono state destinate ai clienti del mercato libero (73%), borsa elettrica (16%), siti industriali (9%) e altro (2%).

Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2015 sono in crescita di 0,82 TWh, pari al 5,1%, per effetto del parziale recupero della domanda elettrica. In aumento le vendite ai grossisti (+0,66 TWh) e i volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,56 TWh), parzialmente compensati dal calo delle vendite alle PMI.

Esercizio		Primo semestre			
2014		2014	2015	Var. ass.	Var. %
4.074	Acquisti di gas naturale (milioni di metri cubi)	1.987	2.015	28	1,4
338	Acquisti di altri combustibili (migliaia di tep)	177	164	(13)	(7,3)
19,55	Produzione di energia elettrica (teraw attora)	9,64	9,64		
9.010	Produzione di vapore (migliaia di tonnellate)	4.689	4.747	58	1,2

Esercizio		Primo semestre			
2014		2014	2015	Var. ass.	Var. %
19,55	Produzione di energia elettrica (teraw attora)	9,64	9,64		
14,03	Acquisti di energia elettrica ^(a)	6,36	7,18	0,82	12,9
33,58		16,00	16,82	0,82	5,1
24,86	Mercato libero	11,98	12,24	0,26	2,2
4,71	Borsa elettrica	2,05	2,61	0,56	27,3
3,17	Siti	1,52	1,61	0,09	5,9
0,84	Altro ^(a)	0,45	0,36	(0,09)	(20,0)
33,58	Vendite di energia elettrica	16,00	16,82	0,82	5,1

^(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2015 gli investimenti tecnici di €44 milioni hanno riguardato essenzialmente le attività di completamento della centrale di Bolgiano, l'acquisto delle palette e le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€25 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€18 milioni).

Refining & Marketing e Chimica

Principali indicatori di performance				
Esercizio 2014			Primo semestre	
			2014	2015
0,64	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,74	0,36
28.994	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	14.455	12.051
(2.811)	Utile operativo		(848)	219
(412)	Utile operativo adjusted		(569)	226
(65)	- Refining & Marketing		(387)	131
(347)	- Chimica		(182)	95
(319)	Utile netto adjusted		(443)	175
(41)	- Refining & Marketing		(290)	92
(278)	- Chimica		(153)	83
819	Investimenti tecnici		354	255
25,03	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	11,69	13,50
51	Grado di conversione del sistema	(%)	61	53
617	Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	697	513
9,21	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,54	4,33
6.220	Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.348	6.080
1.725	Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	844	831
1,19	Grado di efficienza della rete	(%)	1,23	1,16
5.283	Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.801	2.757
3.463	Vendite di prodotti petrolchimici		1.852	1.870
71,3	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	74,0	72,0
11.884	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.589	11.239
8,44	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,15	4,15
6,84	Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	4,15	3,08

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Refining & Marketing

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel primo semestre 2015 sono state di 13,50 milioni di tonnellate con una crescita del 15,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,81 milioni di tonnellate). In Italia la crescita dei volumi processati (+22,2%) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dello scenario. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di green feedstock processati presso Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,18 milioni di tonnellate sono diminuite di 0,25 milioni di tonnellate (-10,3%) per effetto principalmente della dismissione della partecipazione in Repubblica Ceca avvenuta nel secondo trimestre 2015; in lieve aumento le lavorazioni in Germania.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie in Italia sono state di 11,55 milioni di tonnellate, in aumento di 1,98 milioni di tonnellate (+20,7%) rispetto al primo semestre 2014, determinando un tasso di utilizzo del 103,1% (65,5% nel periodo di confronto) in crescita grazie all'andamento positivo dello scenario. Il 19% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di circa 5 punti percentuali rispetto al primo semestre 2014 (24,1%).

Disponibilità di prodotti petroliferi					
Esercizio		Primo semestre			
2014	(milioni di tonnellate)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
16,24	Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	7,57	9,30	1,73	22,9
(0,58)	Lavorazioni in conto terzi	(0,31)	(0,23)	0,08	25,8
4,26	Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	2,00	2,25	0,25	12,5
19,92	Lavorazioni in conto proprio	9,26	11,32	2,06	22,2
(1,33)	Consumi e perdite	(0,56)	(0,65)	(0,09)	(16,1)
18,59	Prodotti disponibili da lavorazioni	8,70	10,67	1,97	22,6
7,19	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,54	2,93	(0,61)	(17,2)
(0,73)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,38)	(0,39)	(0,01)	(2,6)
(0,57)	Consumi per produzione di energia elettrica	(0,30)	(0,23)	0,07	23,3
24,48	Prodotti venduti	11,56	12,98	1,42	12,3
ESTERO					
5,11	Lavorazioni in conto proprio	2,43	2,18	(0,25)	(10,3)
(0,21)	Consumi e perdite	(0,10)	(0,11)	(0,01)	(10,0)
4,90	Prodotti disponibili da lavorazioni	2,33	2,07	(0,26)	(11,2)
4,48	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,15	2,37	0,22	10,2
0,72	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,38	0,39	0,01	2,6
10,10	Prodotti venduti	4,86	4,83	(0,03)	(0,6)
25,03	Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	11,69	13,50	1,81	15,5
5,81	<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	2,62	2,39	(0,23)	(8,8)
34,58	Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	16,42	17,81	1,39	8,5
0,33	Vendite di greggi	0,15	0,18	0,03	20,0
34,91	TOTALE VENDITE	16,57	17,99	1,42	8,6

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2015 le vendite di prodotti petroliferi (17,81 milioni di tonnellate) sono cresciute di 1,39 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2014, con un incremento pari all'8,5%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero					
Esercizio		Primo semestre			
2014	(milioni di tonnellate)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
6,14	Rete	3,05	2,85	(0,20)	(6,6)
7,57	Extrarete	3,47	3,72	0,25	7,2
0,89	Petrolchimica	0,45	0,65	0,20	44,4
9,88	Altre vendite	4,59	5,76	1,17	25,5
24,48	Vendite in Italia	11,56	12,98	1,42	12,3
3,07	Rete resto d'Europa	1,49	1,48	(0,01)	(0,7)
4,60	Extrarete resto d'Europa	2,18	2,06	(0,12)	(5,5)
0,43	Extrarete mercati extra europei	0,21	0,21		
2,00	Altre vendite	0,98	1,08	0,10	10,2
10,10	Vendite all'estero	4,86	4,83	(0,03)	(0,6)
34,58	VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	16,42	17,81	1,39	8,5

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2015, le vendite sulla rete in Italia (2,85 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2014 (circa 200 mila tonnellate, -6,6%) per effetto della pressione competitiva. La quota di mercato media del primo semestre 2015 è del 24,3%, in diminuzione di 1,8 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (26,1%). Al 30 giugno 2015 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.486 stazioni di servizio con un decremento di 106 unità rispetto al 31 dicembre 2014 (4.592 stazioni di servizio) per effetto principalmente delle chiusure di impianti a basso erogato (113 unità).

L'erogato medio (733 mila litri) è diminuito di 21 mila litri rispetto al primo semestre 2014 (754 mila litri), a causa dell'intensificarsi della pressione competitiva.

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 1,48 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al primo semestre 2014. Il contributo positivo delle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria è stato interamente compensato dalle flessioni dei volumi registrate nei mercati dell'Est Europa principalmente a seguito della cessione delle attività in Romania.

Al 30 giugno 2015 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.594 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 34 unità rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto principalmente della cessione degli impianti in Romania.

L'erogato medio (1.098 mila litri) è sostanzialmente stabile rispetto al periodo di confronto.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 3,72 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 0,25 milioni di tonnellate, pari al 7,2% in tutti i segmenti di attività con incrementi principalmente nelle vendite di bunkeraggi, gasolio e prodotti secondari anche per effetto della crescita dei consumi.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,65 milioni di tonnellate) registrano una crescita del 44,4% riferibile alle maggiori forniture di feedstock in relazione al parziale recupero della domanda del settore industriale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 2,06 milioni di tonnellate, sono diminuite del 5,5% rispetto al primo semestre 2014 principalmente nei mercati dell'Est Europa.

Le altre vendite in Italia e all'estero (6,84 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 1,27 milioni di tonnellate, pari al 22,8% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Chimica

Disponibilità di prodotti

Esercizio		Primo semestre				
2014		(migliaia di tonnellate)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
2.972	Intermedi		1.588	1.585	(3)	(0,2)
2.311	Polimeri		1.213	1.172	(41)	(3,4)
5.283	Produzioni		2.801	2.757	(44)	(1,6)
(2.292)	Consumi e perdite		(1.202)	(1.157)	45	(3,7)
472	Acquisti e variazioni rimanenze		253	270	17	6,7
3.463			1.852	1.870	18	1,0

Le vendite di prodotti petrolchimici di 1.870 mila tonnellate sono lievemente aumentate rispetto al primo semestre del 2014 (+18 mila tonnellate; +1%) grazie alle maggiori vendite spot a terzi di olefine (in particolare etilene, +110%), nonché alla ripresa dell'attività presso il sito di Porto Marghera. In crescita inoltre tra i polimeri le vendite di stirenici (+5,6%), per la ripresa del mercato europeo e per le minori importazioni dal Far East. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori vendite di isomeri a seguito della cessione dell'impianto isomeri di Sarroch a fine 2014.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 2.757 mila tonnellate sono diminuite di 44 mila tonnellate (-1,6%). Le principali flessioni produttive si sono registrate presso il sito di Brindisi (-21%), per la fermata programmata poliennale occorsa nel secondo trimestre, Dunkerque (-14,6%) e Ragusa (-7,6%) e nonché a Sarroch per la sopra citata cessione dell'impianto. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori produzioni presso il sito di Ravenna (+22%), per la definitiva entrata in marcia delle produzioni di Butene 1, Ferrara (+8,3%) e Mantova (+5,5%). La capacità produttiva nominale è aumentata rispetto al 2014, per il riavvio del sito di Porto Marghera nonostante le attività di razionalizzazione eseguite nel corso del periodo.

Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 72% (74% nel primo semestre 2014).

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2015, gli investimenti tecnici del settore di €255 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€117 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la raffineria di Milazzo e Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) investimenti di varia natura nella Chimica (€100 milioni); (iii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€22 milioni) e nel resto d'Europa (€26 milioni).

Investimenti tecnici					
Esercizio		(€milioni)	Primo semestre		
2014			2014	2015	Var. ass.
362	Refining	181	117	(64)	(35,4)
175	Marketing	48	38	(10)	(20,8)
537		229	155	(74)	(32,3)
282	Chimica	125	100	(25)	(20,0)
819		354	255	(99)	(28,0)

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance				
Esercizio 2014			Primo semestre	
			2014	2015
0,28	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,24	0,27
0,38	Fatality index	(infortuni/ore lavorate) x 100.000.000	0,73	-
12.873	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	5.966	5.373
18	Utile operativo		291	(788)
479	Utile operativo adjusted		293	(580)
309	Utile netto adjusted		215	(606)
694	Investimenti tecnici		329	268
17.971	Ordini acquisiti	(€ milioni)	13.132	3.500
22.147	Portafoglio ordini a fine periodo		24.215	19.018
49.559	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	49.475	46.523
89,9	Quota dipendenti estero	(%)	89,9	88,8
1,42	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,70	0,65

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il deterioramento dello scenario competitivo in cui si muove Saipem e che ha caratterizzato il primo semestre del 2015, trova la sua ragione principale nel debole livello del prezzo del petrolio, che aveva iniziato la sua discesa nell'ultima parte del 2014. Tale contesto fortemente deteriorato, provoca:

- ritardi o cancellazioni di ordini già in corso di esecuzione, nonché l'irrigidimento nelle negoziazioni con i committenti per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione dei progetti;
- incremento del rischio di credito in alcune aree geografiche;
- necessità di ripensare la strategia operativa; in tale contesto è stato avviato un piano di rilancio "Fit for the future" che comporta una razionalizzazione delle yard di produzione e dei mezzi navali non più adeguati al mutato scenario di mercato;
- necessità di rivedere la strategia negoziale volta a perseguire con incisività soluzioni transattive con i clienti al fine di minimizzare i potenziali contenziosi e avere un immediato beneficio finanziario.

In considerazione del continuo deterioramento delle prospettive del settore oil service, Saipem si è dotata di un piano di rilancio e taglio costi "Fit for the future" per massimizzare la propria capacità di competere e creare valore in questo nuovo contesto di mercato. Questo programma prevede la razionalizzazione del portafoglio di asset della Società per rifocalizzarla su Paesi e attività a maggior valore aggiunto con il ridimensionamento delle operazioni in alcuni Paesi tra i quali Canada e Brasile e la dismissione di alcuni mezzi navali che non assicurano opportunità commerciali nel mutato contesto.

Attività del semestre

Nel primo semestre 2015 Saipem ha acquisito nuovi ordini per complessivi €3.500 milioni relativi principalmente il business Engineering & Construction offshore (€2.742 milioni) relativi per il 96% a lavori da realizzare all'estero e per il 6% a lavori assegnati da imprese di Eni, in particolare:

- Il contratto di Engineering & Construction per conto di North Caspian Operating Company nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan, attraverso la costruzione di due condotte della lunghezza di 95 chilometri che collegheranno l'isola D nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan, in Kazakhstan;
- Il contratto per conto di Fermaca Pipeline El Encino, per il progetto EPC che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e supporto al commissioning di una stazione di compressione a El Encino, in Messico.

Ordini acquisiti						
Esercizio		Primo semestre				
2014		(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
17.971			13.132	3.500	(9.632)	(73,3)
10.043	Engineering & Construction Offshore		8.238	2.742	(5.496)	(66,7)
6.354	Engineering & Construction Onshore		4.328	431	(3.897)	(90,0)
722	Perforazioni mare		142	189	47	33,1
852	Perforazioni terra		424	138	(286)	(67,5)
	di cui:					
1.434	- Eni		1.040	214	(826)	(79,4)
16.537	- Terzi		12.092	3.286	(8.806)	(72,8)
	di cui:					
529	- Italia		406	136	(270)	(66,5)
17.442	- Estero		12.726	3.364	(9.362)	(73,6)

Il portafoglio ordini al 30 giugno 2015 è di €19.018 milioni (€22.147 milioni al 31 dicembre 2014). Il 97% riguarda lavori da assegnare all'estero e l'11% lavori assegnati da imprese di Eni. L'ammontare totale sconta gli effetti della cancellazione del portafoglio ordini residuo del contratto South Stream per €1.232 milioni, a seguito di notifica della termination per convenienze pervenuta l'8 luglio 2015.

Portafoglio ordini						
31 dicembre		30 giugno				
2014		(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
22.147			24.215	19.018	(5.197)	(21,5)
11.161	Engineering & Construction Offshore		13.374	9.283	(4.091)	(30,6)
6.703	Engineering & Construction Onshore		6.552	6.086	(466)	(7,1)
2.920	Perforazioni mare		2.976	2.547	(429)	(14,4)
1.363	Perforazioni terra		1.313	1.102	(211)	(16,1)
	di cui:					
2.458	- Eni		2.850	2.067	(783)	(27,5)
19.689	- Terzi		21.365	16.951	(4.414)	(20,7)
	di cui:					
689	- Italia		928	613	(315)	(33,9)
21.458	- Estero		23.287	18.405	(4.882)	(21,0)

Investimenti tecnici

Gli investimenti di €268 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore, interventi di mantenimento e upgrading dei mezzi esistenti; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore, l'acquisto di equipment e il mantenimento di asset base; (iii) nel Drilling Offshore, interventi di rimessa in classe della nave di perforazione Saipem 10000 e Saipem 12000 e del mezzo di perforazione Perro Negro 7 oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) nel Drilling Onshore, l'upgrading e il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici						
Esercizio		Primo semestre				
2014		(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
249	Engineering & Construction Offshore		131	80	(51)	(38,9)
48	Engineering & Construction Onshore		17	15	(2)	(11,8)
179	Perforazioni mare		104	106	2	1,9
198	Perforazioni terra		68	62	(6)	(8,8)
20	Altri investimenti		9	5	(4)	(44,4)
694			329	268	(61)	(18,5)

Commento ai risultati economico-finanziari

Nuovo segmental reporting Eni

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.

Dal 1° gennaio 2015 la segment information è stata modificata con la finalità di allineare i reportable segment di Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management. Le principali variazioni rispetto alla precedente articolazione della segment information hanno riguardato: (i) i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore G&P, coerentemente con la struttura organizzativa definita. In precedenza tali attività erano riportate nel segmento R&M nella logica di rappresentare i risultati per filiera di commodity. Nel 2014 l'attività oggetto di trasferimento ha registrato circa €50 miliardi di ricavi e una perdita operativa reported di €122 milioni; (ii) i risultati dei due segmenti operativi Versalis e R&M, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili e della comparabilità dei prodotti e dei processi produttivi gestiti dei due business; (iii) i precedenti segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" che sono stati accorpati in quanto residuali, al fine di ridurre il numero dei reportable segment in linea con la segment information adottata dai principali player Oil&Gas.

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. Inoltre il management valuta l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted dei segmenti operativi. I risultati adjusted sono Non-GAAP measure di cui si fornisce informativa nelle note di commento.

Al 30 giugno 2015 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi: (i) E&P: 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; (ii) G&P: 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 G&P comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione dell'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; (iii) R&M e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici, riportati distintamente nei precedenti reporting periods; (iv) Ingegneria & Costruzioni: Eni attraverso la controllata Saipem, quotata alla borsa di Milano (quota Eni 43%) è attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti e infrastrutture per l'industria oil&gas e nella fornitura di servizi di perforazione e altri oilfield services; (v) 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.

Di seguito si riporta l'utile operativo adjusted per segmento operativo relativo all'esercizio e al primo semestre 2014 riesposte in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni. Per le ulteriori principali misure di risultato si rinvia alla nota 34 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

(€ milioni)	PUBBLICATO		RIESPOSTO	
	Utile operativo adjusted		Utile operativo adjusted	
	Anno 2014	I Semestre 2014	Anno 2014	I Semestre 2014
Exploration & Production	11.551	6.431	11.551	6.431
Gas & Power	310	311	168	256
Refining & Marketing	(208)	(442)	-	-
Versalis	(346)	(182)	-	-
Refining & Marketing e Chimica	-	-	(412)	(569)
Ingegneria & Costruzioni	479	293	479	293
Corporate e società finanziarie	(265)	(139)	-	-
Altre attività	(178)	(88)	-	-
Corporate e altre attività	-	-	(443)	(227)
Elisioni	231	35	231	35
Totale Gruppo	11.574	6.219	11.574	6.219

Conto economico

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014	2014		2015	Var. ass.	Var. %
109.847	Ricavi della gestione caratteristica	56.556	45.979	(10.577)	(18,7)
1.101	Altri ricavi e proventi	192	681	489	..
(91.677)	Costi operativi	(46.062)	(38.566)	7.496	16,3
145	Altri proventi e oneri operativi	403	(298)	(701)	..
(11.499)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.188)	(5.851)	(663)	(12,8)
7.917	Utile operativo	5.901	1.945	(3.956)	(67,0)
(1.065)	Proventi (oneri) finanziari	(493)	(582)	(89)	(18,1)
490	Proventi netti su partecipazioni	621	454	(167)	(26,9)
7.342	Utile prima delle imposte	6.029	1.817	(4.212)	(69,9)
(6.492)	Imposte sul reddito	(4.111)	(1.760)	2.351	57,2
88,4	Tax rate (%)	68,2	96,9	28,7	
850	Utile netto	1.918	57	(1.861)	(97,0)
	<i>di competenza:</i>				
(441)	- interessenze di terzi	(43)	(534)	(491)	..
1.291	- azionisti Eni	1.961	591	(1.370)	(69,9)

Utile netto

Nel primo semestre 2015 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato €591 milioni con una riduzione di €1.370 milioni rispetto al primo semestre 2014 (-69,9%). L'utile operativo di €1.945 milioni ha registrato la riduzione del 67% a causa del crollo delle quotazioni del petrolio (-47% per il riferimento Brent) che ha determinato la contrazione dei ricavi del settore E&P, nonché dal peggioramento dei risultati di Saipem per effetto di svalutazioni di lavori in corso, crediti commerciali e attività fisse (mezzi navali e basi logistiche) in considerazione del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services. Tali driver sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle produzioni, dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dal miglioramento dei risultati dei business raffinazione e chimica grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività. Sulla flessione dell'utile netto del semestre hanno inciso i minori proventi delle partecipazioni (-€167 milioni) e i maggiori oneri finanziari netti (-€89 milioni).

Il tax rate consolidato reported ha registrato un incremento di circa 29 punti percentuali per effetto della mancata valorizzazione fiscale delle svalutazioni Saipem.

Utile operativo adjusted

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014	2014		2015	Var. ass.	Var. %
7.917	Utile operativo	5.901	1.945	(3.956)	(67,0)
1.460	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	15	59		
2.197	Esclusione special item	303	325		
11.574	Utile operativo adjusted	6.219	2.329	(3.890)	(62,6)
11.095	Utile operativo adjusted senza Saipem	5.926	2.909	(3.017)	(50,9)

L'utile operativo adjusted esclusa Saipem (-€580 milioni) è stato di €2.909 milioni con una diminuzione del 50,9%, a causa della flessione della performance dell'E&P (-€3.943 milioni, pari al 61%) trainata dal calo del prezzo del petrolio, il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19%). La riduzione della E&P è stata in parte compensata dal sensibile miglioramento di R&M e Chimica (+€795 milioni) grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività.

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del semestre è stato di €2.329 milioni con una flessione del 62,6% alla quale ha contribuito la svalutazione del capitale circolante netto di Saipem (lavori in corso e crediti) rilevata in considerazione del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services determinato dal debole scenario del settore petrolifero. Complessivamente sul risultato operativo

adjusted l'effetto scenario ha pesato per circa €3.800 milioni, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per circa €800 milioni.

Utile netto adjusted

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
1.291	Utile netto di competenza azionisti Eni		1.961	591	(1.370)	(69,9)
1.008	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		11	41		
1.408	Esclusione special item		102	155		
3.707	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)		2.074	787	(1.287)	(62,1)
3.574	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - senza Saipem		1.981	1.048	(933)	(47,1)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni, esclusa la perdita Saipem, ammonta a €1.048 milioni (-€933 milioni rispetto al primo semestre 2014 pari al 47,1%) che riflette il peggioramento della performance operativa e i minori proventi da partecipazioni, solo in parte compensati dalla riduzione di circa 1 punto percentuale del tax rate adjusted consolidato dovuta alla minore incidenza del settore E&P sull'utile ante imposte di Gruppo, attenuato dalla maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità. Su base consolidata l'utile netto adjusted è stato di €787 milioni con una flessione del 62,1% (-€1.287 milioni rispetto al primo semestre 2014) e un tax rate dell'83% dovuto alla mancata valorizzazione fiscale dei suddetti write-down di Saipem. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €41 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €155 milioni, per una rettifica positiva di €196 milioni.

Gli special item dell'utile operativo di €325 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) plusvalenze da cessione (€344 milioni) riferite in particolare a proprietà oil&gas non strategiche in Nigeria;
- (ii) svalutazioni (€351 milioni) relative principalmente a basi logistiche e mezzi navali della Saipem (€211 milioni) per le minori prospettive di utilizzo, una proprietà oil&gas in Regno Unito (€49 milioni) e a investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività nel settore Refining & Marketing e Chimica (€70 milioni);
- (iii) componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €157 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€144 milioni) e per incentivazione all'esodo (€16 milioni).

Gli special item non operativi includono la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€83 milioni), l'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, il reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

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

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
4.423	Exploration & Production		2.464	689	(1.775)	(72,0)
86	Gas & Power		163	222	59	36,2
(319)	Refining & Marketing e Chimica		(443)	175	618	..
309	Ingegneria & Costruzioni		215	(606)	(821)	..
(852)	Corporate e altre attività		(268)	(142)	126	47,0
152	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		22	59	37	
3.799	Utile netto adjusted		2.153	397	(1.756)	(81,6)
	<i>di competenza:</i>					
92	- interessenze di terzi		79	(390)	(469)	..
3.707	- azionisti Eni		2.074	787	(1.287)	(62,1)

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

Nel primo semestre 2015 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del Brent (-46,8% rispetto al semestre 2014) 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 quadruplicato il suo valore rispetto ai valori particolarmente depressi del primo semestre 2014 per effetto del calo della quotazione del marker Brent e dell'apprezzamento della benzina in un contesto di indisponibilità di impianti di produzione per fermate manutentive. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Anche i margini dei prodotti petrolchimici (margine del cracker, polietilene e stirenici) hanno evidenziato una significativa ripresa grazie a carenze di offerta, segnali di ripresa della domanda interna e la svalutazione del cambio che ha penalizzato le importazioni.

Il mercato del gas continua ad essere caratterizzato da debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. 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.

I risultati della Saipem sono stati penalizzati dalle conseguenze del protrarsi dei deboli prezzi degli idrocarburi che hanno indotto i clienti a commissionare un numero limitato di progetti e ad adottare una linea negoziale orientata al mancato riconoscimento di varianti e cambiamenti intervenuti nei progetti in corso di esecuzione.

I risultati del semestre hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-18,5%).

Esercizio 2014		Primo semestre		
		2014	2015	Var. %
98,99	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,93	57,95	(46,8)
1,329	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,370	1,116	(18,5)
74,48	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,51	51,93	(34,7)
3,21	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,73	8,35	..
20,9	TTF ^(d)	21,6	21,2	(1,9)
23,3	PSV ^(d)	23,2	23,4	0,9
0,20	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,30	0,02	(93,3)
0,20	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,20	0,27	35,0

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In €/Mw h. Fonte: ICIS Heren.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
28.488	Exploration & Production		14.802	11.412	(3.390)	(22,9)
73.434	Gas & Power		37.941	30.636	(7.305)	(19,3)
28.994	Refining & Marketing e Chimica		14.455	12.051	(2.404)	(16,6)
12.873	Ingegneria & Costruzioni		5.966	5.373	(593)	(9,9)
1.429	Corporate e altre attività		691	704	13	1,9
54	Effetto eliminazione utili interni		(31)	125	156	
(35.425)	Elisioni di consolidamento		(17.268)	(14.322)	2.946	
109.847			56.556	45.979	(10.577)	(18,7)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2015 (€45.979 milioni) sono diminuiti di €10.577 milioni rispetto al primo semestre 2014 (-18,7%) a causa della debolezza dei prezzi delle commodity energetiche, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto cambio e dal contributo complessivamente positivo dei volumi (produzioni di idrocarburi, lavorazioni delle raffinerie e vendite di gas, mentre sono diminuite le vendite di carburanti rete e di prodotti petrolchimici). In riduzione i ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni per effetto della svalutazione di alcuni lavori in corso, conseguenza di diverse ipotesi di definizione di negoziazioni per varianti e modifiche, nonché a causa di ritardi o cancellazione di progetti in esecuzione.

Costi operativi

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
86.340	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		43.346	35.752	(7.594)	(17,5)
171	di cui: - altri special item		75	153		
5.337	Costo lavoro		2.716	2.814	98	3,6
9	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		30	16		
91.677			46.062	38.566	(7.496)	(16,3)

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2015 (€38.566 milioni) sono diminuiti di €7.496 milioni rispetto al primo semestre 2014, pari al 16,3%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€35.752 milioni) sono diminuiti del 17,5% (-€7.594 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term, cariche petrolifere e petrolchimiche), in parte compensata dall'effetto cambio.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €153 milioni relativi essenzialmente ad accantonamenti di natura ambientale.

Il **costo lavoro** (€2.814 milioni) è aumentato di €98 milioni rispetto al primo semestre 2014 (+3,6).

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
8.473	Exploration & Production		4.074	4.693	619	15,2
335	Gas & Power		164	176	12	7,3
381	Refining & Marketing e Chimica		189	225	36	19,0
737	Ingegneria & Costruzioni		362	382	20	5,5
70	Corporate e altre attività		33	37	4	12,1
(26)	Effetto eliminazione utili interni		(12)	(13)	(1)	
9.970	Totale ammortamenti		4.810	5.500	690	14,3
1.529	Svalutazioni		378	351	(27)	(7,1)
11.499			5.188	5.851	663	12,8

Gli **ammortamenti** (€5.500 milioni) sono aumentati di €690 milioni (+14,3%) rispetto al primo semestre 2014 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto dell'apprezzamento del dollaro solo parzialmente compensati dai minori costi di ricerca esplorativa.

Le **svalutazioni** ammontano a €351 milioni e sono descritte nel commento degli special item nelle pagine precedenti.

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014			2014	2015	Var. ass.
690	Exploration & Production		187	49	(138)
25	Gas & Power		1	17	16
380	Refining & Marketing e Chimica		185	70	(115)
420	Ingegneria & Costruzioni			211	211
14	Corporate e altre attività		5	4	(1)
1.529			378	351	(27)

Le svalutazioni del settore Ingegneria & Costruzioni di €211 milioni riguardano basi logistiche e mezzi navali a seguito delle ridotte prospettive di utilizzo.

Utile operativo

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2014			2014	2015	Var. ass.	Var. %
10.766	Exploration & Production		6.221	2.769	(3.452)	(55,5)
64	Gas & Power		592	213	(379)	(64,0)
(2.811)	Refining & Marketing e Chimica		(848)	219	1.067	..
18	Ingegneria & Costruzioni		291	(788)	(1.079)	..
(518)	Corporate e altre attività		(288)	(286)	2	0,7
398	Effetto eliminazione utili interni		(67)	(182)	(115)	
7.917	Utile operativo		5.901	1.945	(3.956)	(67,0)

Utile operativo adjusted

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

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre			
2014			2014	2015	Var. ass.	Var. %
7.917	Utile operativo		5.901	1.945	(3.956)	(67,0)
1.460	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		15	59		
2.197	Esclusione <i>special item</i>		303	325		
11.574	Utile operativo adjusted		6.219	2.329	(3.890)	(62,6)
	Dettaglio per settore di attività:					
11.551	Exploration & Production		6.431	2.488	(3.943)	(61,3)
168	Gas & Power		256	325	69	27,0
(412)	Refining & Marketing e Chimica		(569)	226	795	..
479	Ingegneria & Costruzioni		293	(580)	(873)	..
(443)	Corporate e altre attività		(227)	(212)	15	6,6
231	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		35	82	47	
11.095	Utile operativo adjusted senza Saipem		5.926	2.909	(3.017)	(50,9)

L'**utile operativo adjusted**, esclusa la perdita Saipem, è stato di €2.909 milioni, con una riduzione del 50,9%. Su base consolidata l'utile operativo adjusted è stato di €2.329 milioni con una flessione del 62,6% (-€3.890 milioni rispetto al primo semestre 2014). L'utile operativo adjusted esclude la perdita di

magazzino di €59 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €325 milioni, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Ingegneria & Costruzioni**, nel quale Eni opera attraverso la controllata Saipem, che evidenzia un peggioramento di €873 milioni (da un utile operativo di €293 milioni a una perdita operativa di €580 milioni) a causa del write-down dei valori di libro del capitale d'esercizio netto, essenzialmente rappresentate da lavori in corso e crediti commerciali;

- **Exploration & Production** (-€3.943 milioni, pari al 61,3%) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -44%) che segue l'andamento del marker Brent (-46,8%) e la debolezza del mercato del gas in Europa e negli Stati Uniti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa;

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato nei settori:

- **Refining & Marketing e Chimica** che ha registrato l'utile operativo adjusted di €226 milioni con un notevole miglioramento di €795 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Il miglioramento è attribuibile principalmente al business Refining & Marketing (+€518 milioni) per effetto delle azioni di efficienza ed ottimizzazione e del recupero dei margini di raffinazione. In miglioramento anche il business della Chimica (+€277 milioni) grazie alle azioni di turnaround ed all'incremento dei margini etilene, polietilene e stirenici;

- **Gas & Power** con un utile operativo di €325 milioni, in miglioramento di €69 milioni, grazie alla migliorata competitività del portafoglio gas per effetto delle rinegoziazioni e per la buona performance del segmento retail grazie ai maggiori volumi commercializzati dovuti alle più rigide condizioni climatiche registrate rispetto ai mesi invernali del 2014. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla circostanza che il primo semestre 2014 beneficiava di maggiori effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti.

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2014		Primo semestre		Var. ass.	
		(€ milioni)	2014		2015
(844)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(417)	(419)	(2)
(922)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(460)	(467)	(7)
26	- Interessi attivi verso banche		13	15	2
24	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		16	17	1
28	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		14	16	2
162	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(33)	(108)	(75)
48	- Strumenti finanziari derivati su valute		(54)	(112)	(58)
46	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		31	20	(11)
68	- Opzioni		(10)	(16)	(6)
(250)	Differenze di cambio		14	(40)	(54)
(296)	Altri proventi (oneri) finanziari		(134)	(104)	30
74	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		34	56	22
(293)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (<i>accretion discount</i>)		(138)	(137)	1
(77)	- Altri proventi (oneri) finanziari		(30)	(23)	7
(1.228)			(570)	(671)	(101)
163	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		77	89	12
(1.065)			(493)	(582)	(89)

Gli **oneri finanziari netti** di €582 milioni aumentano di €89 milioni rispetto al primo semestre 2014 che riflette la variazione negativa delle differenze di cambio per €54 milioni e i maggiori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (-€58 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. Altre variazioni negative hanno riguardato la valutazione al fair value delle opzioni implicite nel bond convertibile in azioni Snam per €16 milioni in funzione della rivalutazione di borsa del titolo.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2015 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2015 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	R&M e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	44	3	(2)	(10)	(1)	34
Dividendi	98		40		85	223
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		(47)	37	13	12	15
Altri proventi (oneri) netti	5				177	182
	147	(44)	75	3	273	454

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €454 milioni e riguardano: (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€223 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€92 milioni) e Snam Spa (€72 milioni); (ii) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€34 milioni), principalmente nel settore Exploration & Production; (iii) la plusvalenza realizzata sulla cessione di asset nell'Europa dell'Est (€37 milioni) e la minusvalenza (€47 milioni) relativa alla cessione di asset minori del business Gas & Power in Argentina.

Gli altri proventi netti di €182 milioni comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria semestrale delle azioni Galp per €129 milioni e Snam per €48 milioni per le quali è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

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

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2014	2015	
121	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		111	34	(77)
385	Dividendi		174	223	49
163	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		99	15	(84)
(179)	Altri proventi (oneri) netti		237	182	(55)
490			621	454	(167)

Rispetto al primo semestre 2014 la riduzione è attribuibile ai minori risultati delle partecipate valutate all'equity (-€77 milioni) nei settori G&P e E&P e alle minori plusvalenze nette da cessione a seguito della circostanza che il semestre 2014 registrava la plusvalenza realizzata sulla cessione della quota residua in Galp (€96 milioni).

Imposte sul reddito

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2014	2015	
	Utile ante imposte				
(1.994)	Italia		300	(392)	(692)
9.336	Esteri		5.729	2.209	(3.520)
7.342			6.029	1.817	(4.212)
	Imposte sul reddito				
(315)	Italia		214	(155)	(369)
6.807	Esteri		3.897	1.915	(1.982)
6.492			4.111	1.760	(2.351)
	Tax rate (%)				
..	Italia		71,3	39,5	..
72,9	Esteri		68,0	86,7	18,7
88,4			68,2	96,9	28,7

Le **imposte sul reddito** di €1.760 milioni sono diminuite di €2.351 milioni. In particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto

della riduzione dell'utile ante imposte e dal reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

Il tax rate reported è aumentato per effetto della mancata valorizzazione fiscale delle svalutazioni Saipem e della maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del settore E&P e dal citato provento d'imposta.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, aumenta all'83% (65,4% nel primo semestre 2014).

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
10.766	Utile operativo		6.221	2.769	(3.452)	(55,5)
785	Esclusione special item:	210		(281)		
692	- svalutazioni di asset e altre attività	187		49		
(76)	- plusvalenze nette su cessione di asset	2		(338)		
(5)	- accantonamenti a fondo rischi	(5)				
24	- oneri per incentivazione all'esodo	20		10		
(28)	- derivati su commodity	2		31		
6	- differenze e derivati su cambi	7		(20)		
172	- altro	(3)		(13)		
11.551	Utile operativo adjusted	6.431	2.488	(3.943)	(61,3)	
(287)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(134)	(137)	(3)		
323	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	146	147	1		
(7.164)	Imposte sul reddito ^(a)	(3.979)	(1.809)	2.170		
61,8	Tax rate (%)	61,8	72,4	10,6		
4.423	Utile netto adjusted	2.464	689	(1.775)	(72,0)	
	I risultati includono:					
9.163	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	4.261	4.742	481	11,3	
1.589	ammortamenti di ricerca esplorativa	816	519	(297)	(36,4)	
1.221	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	658	383	(275)	(41,8)	
368	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	158	136	(22)	(13,9)	
	Prezzi medi di realizzo					
88,71	Petrolio ^(b)	(\$/barile) 100,04	52,28	(47,76)	(47,7)	
242,80	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi) 253,98	171,86	(82,12)	(32,3)	
65,49	Idrocarburi	(\$/boe) 71,87	40,22	(31,65)	(44,0)	

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel primo semestre 2015 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.488 milioni, con una riduzione di €3.943 milioni rispetto al semestre 2014, pari al 61,3%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,7% e -32,3%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-47%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €281 milioni hanno riguardato plusvalenze sulle cessioni di asset non strategici (€338 milioni nel semestre), principalmente in Nigeria; svalutazioni di una proprietà oil & gas (€49 milioni) in Regno Unito; il fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas di produzione (oneri di €31 milioni); la riclassifica nel risultato adjusted di €20 milioni di oneri relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria; oneri per esodi agevolati di €10 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €689 milioni è diminuito di €1.775 milioni rispetto al primo semestre 2014, pari al 72%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (+10,6 punti percentuali) che riflette la maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

¹ Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

Gas & Power

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
64	Utile operativo		592	213	(379)	(64,0)
(119)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(108)	79		
223	Esclusione special item:		(228)	33		
25	- svalutazioni		1	17		
(42)	- accantonamento a fondo rischi					
9	- oneri per incentivazione all'esodo		1	3		
(38)	- derivati su commodity		(279)	14		
205	- differenze e derivati su cambi		14	(25)		
64	- altro		35	24		
168	Utile operativo adjusted		256	325	69	27,0
7	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		4	5	1	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		35	3	(32)	
(138)	Imposte sul reddito ^(a)		(132)	(111)	21	
61,6	Tax rate (%)		44,7	33,3	(11,4)	
86	Utile netto adjusted		163	222	59	36,2

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2015 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €325 milioni con un incremento di €69 milioni rispetto al primo semestre 2014 che riflette la migliorata competitività del business wholesale a seguito della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term e la buona performance del segmento retail per effetto della crescita in Francia e dei maggiori volumi commercializzati dovuti alle più rigide condizioni climatiche registrate nel 2015 rispetto ai mesi invernali del 2014. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla circostanza che il primo semestre 2014 beneficiava di maggiori effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €33 milioni e si riferiscono alla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (un onere di €25 milioni), dalla componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €14 milioni), e dalla svalutazione di asset minori (€17 milioni) e del gas prepagato (€24 milioni) per adeguarlo al presunto valore di realizzo a fine periodo.

L'**utile netto adjusted** di €222 milioni ha registrato un miglioramento di €59 milioni rispetto al primo semestre 2014 per effetto della migliore performance operativa in parte compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Refining & Marketing e Chimica

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
2014					
(2.811)	Utile operativo	(848)	219	1.067	..
1.746	Esclusione (utile) perdita di magazzino	21	(284)		
653	Esclusione special item:	258	291		
380	- svalutazioni	185	70		
43	- plusvalenze nette su cessione di asset		(5)		
	- accantonamenti a fondo rischi		7		
138	- oneri ambientali	48	80		
(4)	- oneri per incentivazione all'esodo	7			
41	- derivati su commodity	(4)	117		
18	- differenze e derivati su cambi	9	12		
37	- altro	13	10		
(412)	Utile operativo adjusted	(569)	226	795	..
(65)	R&M	(387)	131	518	..
(347)	Chimica	(182)	95	277	..
(12)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(7)	(4)	3	
64	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	38	38		
41	Imposte sul reddito ^(a)	95	(85)	(180)	
..	Tax rate (%)	..	32,7		
(319)	Utile netto adjusted	(443)	175	618	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2015 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €226 milioni con un miglioramento di €795 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted di €569 milioni registrata nel corrispondente periodo del 2014.

Il business Refining & Marketing ha registrato una significativa ripresa chiudendo con l'utile operativo adjusted di €131 milioni, con un incremento di €518 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted di €387 milioni del primo semestre 2014. Tale performance è dovuta alle iniziative di efficienza e ottimizzazione, in particolare le riduzioni di capacità, che hanno consentito di ridurre il margine di break even della raffinazione a 5,3 \$/barile e di anticipare il suo pareggio economico al 2015 allo scenario forward corrente. L'attività di marketing ha registrato una performance stabile grazie alle azioni di efficienza che hanno consentito di assorbire l'impatto della pressione competitiva.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €95 milioni con un aumento di €277 milioni rispetto alla perdita operativa di €182 milioni del primo semestre 2014, beneficiando delle azioni di efficienza poste in essere negli esercizi precedenti e dell'incremento dei margini della filiera etilene, polietilene e stirenici, favoriti dalla temporanea carenza di offerta, fermate non programmate di impianti e la minore competitività delle importazioni a causa della svalutazione dell'euro. Sono proseguite le azioni di efficienza e ottimizzazione degli assetti industriali e un contributo positivo al miglioramento del risultato lo ha fornito il riavvio delle produzioni nel sito di Porto Marghera, a seguito di accordi commerciali con Shell.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €291 milioni hanno riguardato la componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €117 milioni) privi dei requisiti per essere trattati in hedge accounting, l'accantonamento di oneri ambientali (€80 milioni) e le svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività (€70 milioni).

L'**utile netto adjusted** si attesta a €175 milioni, con un miglioramento di €618 milioni rispetto alla perdita registrata nel primo semestre 2014 (-€443 milioni) per effetto del miglioramento della performance operativa.

Ingegneria & Costruzioni

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014	2014		2015	Var. ass.	Var. %
18	Utile operativo	291	(788)	(1.079)	..
461	Esclusione special item:	2	208		
420	- svalutazioni		211		
25	- accantonamenti a fondo rischi				
2	- plusvalenze nette su cessione di asset	1			
5	- oneri per incentivazione all'esodo	1	2		
9	- derivati su commodity		(5)		
	- altri				
479	Utile operativo adjusted	293	(580)	(873)	..
(6)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(3)	(3)		
21	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	15	(10)	(25)	
(185)	Imposte sul reddito ^(a)	(90)	(13)	77	
37,4	Tax rate (%)	29,5	..		
309	Utile netto adjusted	215	(606)	(821)	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2015 il settore Ingegneria & Costruzioni, nel quale Eni opera tramite la controllata Saipem, ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €580 milioni. Il confronto con il primo semestre 2014 evidenzia un peggioramento di €873 milioni dovuto alla svalutazione dei valori di libro del capitale d'esercizio netto, essenzialmente rappresentato da lavori in corso e crediti, a causa del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services determinato dal debole scenario del settore petrolifero.

La **perdita netto adjusted** di €606 milioni si confronta con un utile netto adjusted di €215 milioni.

Corporate e Altre attività

Esercizio		(€ milioni)	Primo semestre		
2014	2014		2015	Var. ass.	Var. %
(518)	Utile operativo	(288)	(286)	2	0,7
75	Esclusione special item:	61	74		
14	- svalutazioni	5	4		
3	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		
12	- accantonamenti a fondo rischi	6	2		
41	- oneri ambientali	26	64		
(25)	- oneri per incentivazione all'esodo	1	1		
30	- altro	23	4		
(443)	Utile operativo adjusted	(227)	(212)	15	6,6
(564)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(333)	(302)	31	
(156)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	247	273	26	
311	Imposte sul reddito ^(a)	45	99		
(852)	Utile netto adjusted	(268)	(142)	126	47,0

(a) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted 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. L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. 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 e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

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.

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.

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

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

Primo semestre 2015							
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	2.769	213	219	(788)	(286)	(182)	1.945
Esclusione (utile) perdita di magazzino		79	(284)			264	59
Esclusione special item:							
- oneri ambientali			80		64		144
- svalutazioni	49	17	70	211	4		351
- plusvalenze nette su cessione di asset	(338)		(5)		(1)		(344)
- accantonamenti a fondo rischi			7		2		9
- oneri per incentivazione all'esodo	10	3		2	1		16
- derivati su commodity	31	14	117	(5)			157
- differenze e derivati su cambi	(20)	(25)	12				(33)
- altro	(13)	24	10		4		25
Special item dell'utile operativo	(281)	33	291	208	74		325
Utile operativo adjusted	2.488	325	226	(580)	(212)	82	2.329
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(137)	5	(4)	(3)	(302)		(441)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	147	3	38	(10)	273		451
Imposte sul reddito ^(a)	(1.809)	(111)	(85)	(13)	99	(23)	(1.942)
Tax rate (%)	72,4	33,3	32,7	..			83,0
Utile netto adjusted	689	222	175	(606)	(142)	59	397
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							(390)
- azionisti Eni							787
Utile netto di competenza azionisti Eni							591
Esclusione (utile) perdita di magazzino							41
Esclusione special item							155
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							787

(a) Escludono gli special item.

Primo semestre 2014							
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	6.221	592	(848)	291	(288)	(67)	5.901
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(108)	21			102	15
Esclusione special item							
- oneri ambientali			48		26		74
- svalutazioni	187	1	185		5		378
- plusvalenze nette su cessione di asset	2			1			3
- accantonamenti a fondo rischi	(5)				6		1
- oneri per incentivazione all'esodo	20	1	7	1	1		30
- derivati su commodity	2	(279)	(4)				(281)
- differenze e derivati su cambi	7	14	9				30
- altro	(3)	35	13		23		68
Special item dell'utile operativo	210	(228)	258	2	61		303
Utile operativo adjusted	6.431	256	(569)	293	(227)	35	6.219
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(134)	4	(7)	(3)	(333)		(473)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	146	35	38	15	247		481
Imposte sul reddito ^(a)	(3.979)	(132)	95	(90)	45	(13)	(4.074)
Tax rate (%)	61,8	44,7	..	29,5			65,4
Utile netto adjusted	2.464	163	(443)	215	(268)	22	2.153
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							79
- azionisti Eni							2.074
Utile netto di competenza azionisti Eni							1.961
Esclusione (utile) perdita di magazzino							11
Esclusione special item							102
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.074

(a) Escludono gli special item.

Esercizio 2014							
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	10.766	64	(2.811)	18	(518)	398	7.917
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.746			(167)	1.460
Esclusione special item:							
- oneri ambientali			138		41		179
- svalutazioni	692	25	380	420	14		1.531
- plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		43	2	3		(28)
- accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		25	12		(10)
- oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	5	(25)		9
- derivati su commodity	(28)	(38)	41	9			(16)
- differenze e derivati su cambi	6	205	18				229
- altro	172	64	37		30		303
Special item dell'utile operativo	785	223	653	461	75		2.197
Utile operativo adjusted	11.551	168	(412)	479	(443)	231	11.574
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(287)	7	(12)	(6)	(564)		(862)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	49	64	21	(156)		301
Imposte sul reddito ^(a)	(7.164)	(138)	41	(185)	311	(79)	(7.214)
Tax rate (%)	61,8	61,6	..	37,4			65,5
Utile netto adjusted	4.423	86	(319)	309	(852)	152	3.799
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							92
- azionisti Eni							3.707
Utile netto di competenza azionisti Eni							1.291
Esclusione (utile) perdita di magazzino							1.008
Esclusione special item							1.408
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.707

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre	
			2014	2015
2.197	Special item dell'utile operativo		303	325
179	- oneri ambientali		74	144
1.531	- svalutazioni		378	351
(28)	- plusvalenze nette su cessione di asset		3	(344)
(10)	- accantonamenti a fondo rischi		1	9
9	- oneri per incentivazione all'esodo		30	16
(16)	- derivati su commodity		(281)	157
229	- differenze e derivati su cambi		30	(33)
303	- altro		68	25
203	Oneri (proventi) finanziari		20	141
	di cui:			
(229)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo		(30)	33
(189)	Oneri (proventi) su partecipazioni		(140)	(3)
	di cui:			
(159)	plusvalenze da cessione		(96)	(3)
(96)	di cui: Galp		(96)	
(54)	Southstream			
(38)	svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(29)	
(270)	Imposte sul reddito		41	(164)
	di cui:			
976	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane			
69	- adeguamento fiscalità differite su PSA		45	
(12)	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro		42	(37)
(479)	- fiscalità su special item		(34)	(127)
(824)	- altri proventi netti di imposta		(12)	
1.941	Totale special item dell'utile netto		224	299
	di competenza:			
533	- interessenze di terzi		122	144
1.408	- azionisti Eni		102	155

Dettaglio delle svalutazioni

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
1.542	Svalutazione asset materiali/immateriali		330	353	23
51	Svalutazione goodwill		51		(51)
(64)	Rivalutazioni		(3)	(2)	1
1.529	Sub totale		378	351	(27)
2	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti				
1.531	Totale svalutazioni		378	351	(27)

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 finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(€ milioni)	31 Dicembre 2014	30 Giugno 2015	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	76.845	4.883
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.571	(10)
Attività immateriali	3.645	3.551	(94)
Partecipazioni	5.130	5.575	445
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.196	335
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(2.037)	(66)
	82.208	87.701	5.493
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.555	7.386	(169)
Crediti commerciali	19.709	18.293	(1.416)
Debiti commerciali	(15.015)	(14.253)	762
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(2.314)	(449)
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(16.387)	(489)
Altre attività (passività) d'esercizio	222	1.121	899
	(5.292)	(6.154)	(862)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.304)	9
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	106	(185)
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	80.349	4.455
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	61.891	2.137
Interessenze di terzi	2.455	1.981	(474)
Patrimonio netto	62.209	63.872	1.663
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.477	2.792
COPERTURE	75.894	80.349	4.455

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,119 al 30 giugno 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -7,83%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2015, un aumento del capitale investito netto di €3.766 milioni, del patrimonio netto di €3.507 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €259 milioni

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€87.701 milioni) è aumentato di €5.493 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto del movimento dei cambi e degli investimenti tecnici (€6.237 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€5.851 milioni).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-€6.154 milioni) è diminuito di €862 milioni per effetto: (i) dell'incremento della voce "Fondi per rischi ed oneri" (+€489 milioni) per effetto cambio e dei debiti tributari e fondo imposte netto (+€449 milioni) dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo; (ii) dal decremento del

saldo crediti/debiti commerciali (+€654 milioni) principalmente nel settore G&P. Tali variazioni sono state compensate dall'incremento delle altre attività nette (+€899 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nella E&P.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€106 milioni) riguardano le reti di distribuzione di carburanti in Slovacchia e Repubblica Ceca.

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

(€ milioni)	31 Dicembre 2014	30 Giugno 2015	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	27.460	1.569
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.575	9.114	2.539
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.316	18.346	(970)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(5.466)	1.148
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.054)	(17)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(463)	92
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.477	2.792
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	63.872	1.663
Leverage	0,22	0,26	0,04

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2015 è pari a €16.477 milioni, in aumento di €2.792 milioni rispetto al 31 dicembre 2014.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €27.460 milioni, di cui €9.114 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €4.015 milioni) e €18.346 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 2015 rispetto a 0,22 al 31 dicembre 2014, a causa dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto, attenuato dall'incremento del total equity dovuto all'effetto positivo (+€3.507 milioni) delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come moneta funzionale (cambio €/€ +7,8% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 30 giugno 2015).

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Primo semestre	
	2014	2015
Utile netto	1.918	57
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti riclassificabili a conto economico:		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	423	3.507
<i>Valutazione al fair value di partecipazioni disponibili per la vendita</i>	(77)	
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	250	156
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	5	(3)
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(1)	(7)
<i>Effetto fiscale</i>	(77)	(38)
	523	3.615
Totale utile complessivo	2.441	3.672
di competenza:		
- interessenze di terzi	(34)	(480)
- azionisti Eni	2.475	4.152

Patrimonio netto

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014		62.209
Utile complessivo	3.672	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.017)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	11	
Totale variazioni		1.663
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2015		63.872
di competenza:		
- interessenze di terzi		1.981
- azionisti Eni		61.891

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€63.872 milioni) è aumentato di €1.663 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€3.672 milioni) dato dall'utile di conto economico di €57 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive (€3.507 milioni), nonché dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€156 milioni), i cui effetti sono stati compensati dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.009 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2014 di €2.017 milioni e dividendi ad altre entità minori).

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 2014		(€ milioni)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
850	Utile netto		1.918	57	(1.861)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
12.131	- ammortamenti e altri componenti non monetari		4.938	5.648	710
(95)	- plusvalenze nette su cessioni di attività		(20)	(350)	(330)
6.655	- dividendi, interessi e imposte		4.213	1.802	(2.411)
2.668	Variazione del capitale di esercizio		(1.689)	1.218	2.907
(7.099)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(3.620)	(2.697)	923
15.110	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.740	5.678	(62)
(12.240)	Investimenti tecnici		(5.524)	(6.237)	(713)
(408)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(193)	(108)	85
3.684	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.014	644	(2.370)
435	Altre variazioni relative all'attività di investimento		(91)	(376)	(285)
6.581	Free cash flow		2.946	(399)	(3.345)
(414)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)		36	25	(11)
(628)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		348	1.163	815
(4.434)	Flusso di cassa del capitale proprio		(2.235)	(2.019)	216
78	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(8)	82	90
1.183	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		1.087	(1.148)	(2.235)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
6.581	Free cash flow		2.946	(399)	(3.345)
(19)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(19)		19
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			18	18
(850)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(330)	(392)	(62)
(4.434)	Flusso di cassa del capitale proprio		(2.235)	(2.019)	216
1.278	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		362	(2.792)	(3.154)

(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 2014		(€ milioni)	Primo semestre		
			2014	2015	Var. ass.
	Investimenti:				
(19)	- titoli		(3)	(69)	(66)
(519)	- crediti finanziari		(89)	(21)	68
(538)			(92)	(90)	2
	Disinvestimenti:				
32	- titoli		27	1	(26)
92	- crediti finanziari		101	114	13
124			128	115	(13)
(414)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		36	25	(11)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €5.678 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €644 milioni, relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production, hanno finanziato solo parte degli investimenti tecnici (€6.237 milioni) e del pagamento del saldo dividendi 2014 (€2.017 milioni) determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €2.792 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 penalizzato anche da differenze cambio di €259 milioni. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato da un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (+€95 milioni rispetto al 31 dicembre 2014).

Investimenti tecnici

Esercizio 2014		(€ milioni)	Primo semestre			
			2014	2015	Var. ass.	Var. %
10.524	Exploration & Production		4.688	5.795	1.107	23,6
1.398	- <i>ricerca esplorativa</i>		697	447		
9.021	- <i>sviluppo</i>		3.944	5.321		
105	- <i>altro</i>		47	27		
172	Gas & Power		75	44	(31)	(41,3)
819	Refining & Marketing e Chimica		354	255	(99)	(28,0)
362	- <i>refining</i>		181	117		
175	- <i>marketing</i>		48	38		
282	- <i>chimica</i>		125	100		
694	Ingegneria & Costruzioni		329	268	(61)	(18,5)
113	Corporate e altre attività		53	15	(38)	(71,7)
(82)	Effetto eliminazione utili interni		25	(140)	(165)	
12.240	Investimenti tecnici		5.524	6.237	713	12,9

Nel primo semestre 2015 gli investimenti tecnici di €6.237 milioni (€5.524 milioni nel primo semestre 2014) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Egitto, Angola, Norvegia, Congo, Kazakhstan, Italia, Stati Uniti, ed Indonesia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Libia, Cipro, Gabon, Congo, Egitto, Regno Unito, Stati Uniti ed Indonesia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€268 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione (€117 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€38 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€25 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 2014		30 giugno 2015	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			71.962		76.845
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.581		1.571
Attività immateriali			3.645		3.551
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			5.130		5.575
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7 e nota 13)		1.861		2.196
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.971)		(2.037)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 7)	86		42	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 15)	636		644	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(2.693)		(2.723)	
Totale Capitale immobilizzato			82.208		87.701
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.555		7.386
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		19.709		18.293
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(15.015)		(14.253)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.865)		(2.314)
- passività per imposte sul reddito correnti		(534)		(595)	
- passività per altre imposte correnti		(1.873)		(2.504)	
- passività per imposte differite		(7.847)		(7.805)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 23)	(25)		(25)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(12)		(13)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)	1			
- attività per imposte sul reddito correnti		762		743	
- attività per altre imposte correnti		1.209		988	
- attività per imposte anticipate		5.231		5.651	
- altre attività per imposte	(vedi nota 15)	1.223		1.246	
Fondi per rischi ed oneri			(15.898)		(16.387)
Altre attività (passività), composte da:			222		1.121
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)	244		249	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	423		478	
- altri crediti	(vedi nota 7)	6.988		7.753	
- altre attività (correnti)		4.385		3.336	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 15)	914		680	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 17)	(5.983)		(6.158)	
- altre passività (correnti)		(4.489)		(2.997)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 23)	(2.260)		(2.220)	
Totale Capitale di esercizio netto			(5.292)		(6.154)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.313)		(1.304)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			291		106
composte da:					
- attività destinate alla vendita		456		159	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(165)		(53)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			75.894		80.349
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			62.209		63.872
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.891		27.460
- passività finanziarie a lungo termine		19.316		18.346	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.859		4.015	
- passività finanziarie a breve termine		2.716		5.099	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(6.614)		(5.466)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5 e nota 6)		(5.037)		(5.054)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)		(555)		(463)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			13.685		16.477
COPERTURE			75.894		80.349

^(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre 2014		Primo semestre 2015	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile netto		1.918		57
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.938		5.648
- ammortamenti	4.810		5.500	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	378		351	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(111)		(34)	
- altre variazioni	(143)		(157)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	4		(12)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(20)		(350)
Dividendi, interessi e imposte		4.213		1.802
- dividendi	(174)		(223)	
- interessi attivi	(75)		(87)	
- interessi passivi	351		352	
- imposte sul reddito	4.111		1.760	
Variazione del capitale di esercizio		(1.689)		1.218
- rimanenze	(282)		512	
- crediti commerciali	1.574		1.820	
- debiti commerciali	(2.041)		(1.095)	
- fondi per rischi e oneri	28		(266)	
- altre attività e passività	(968)		247	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(3.620)		(2.697)
- dividendi incassati	344		269	
- interessi incassati	26		31	
- interessi pagati	(325)		(418)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(3.665)		(2.579)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.740		5.678
Investimenti tecnici		(5.524)		(6.237)
- attività materiali	(4.752)		(5.753)	
- attività immateriali	(772)		(484)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(193)		(108)
- partecipazioni	(157)		(108)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)			
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.014		644
- attività materiali	7		391	
- attività immateriali			21	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			33	
- partecipazioni	3.007		199	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(91)		(376)
- investimenti finanziari: titoli	(48)		(98)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(519)		(442)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	158		(162)	
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	92		90	
- disinvestimenti finanziari: titoli	40		10	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	308		273	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	6		68	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(128)		(115)	
Free cash flow		2.946		(399)

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre 2014		Primo semestre 2015	
	Valori parziali da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		2.946		(399)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		36		25
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(92)		(90)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	128		115	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		348		1.163
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.477		2.004	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.793)		(2.766)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	664		1.925	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.235)		(2.019)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1		1	
- acquisto di azioni proprie	(202)			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.986)		(2.017)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(48)		(3)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate				
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante				
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(10)		84
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		2		(2)
Flusso di cassa netto del periodo		1.087		(1.148)

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. 27 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina maggiori risultati e cash flow a livello consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Il mercato petrolifero sta attraversando una fase ribassista a causa dell'eccesso di offerta, in un contesto di modesta crescita della domanda, maggiore apertura del settore, progressiva perdita di controllo da parte dell'Opec e ruolo marginale delle crisi geopolitiche. Nel primo semestre 2015 il prezzo del riferimento Brent è stato in media di 58 dollari/barile pari a circa la metà del prezzo del primo semestre 2014.

Il management prevede un prezzo del petrolio Brent di 61 dollari/barile per il 2015 e un progressivo recupero nel prossimo quadriennio, confermando il prezzo long-term di 90 dollari/barile sostenuto dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla graduale ripresa della domanda e agli effetti del taglio degli investimenti di sviluppo programmato dalle oil companies.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing, come tale isolato dalla volatilità del prezzo (vedi di seguito).

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo utilizzato nella pianificazione economico-finanziaria del 2015 (riferimento a 55 dollari/barile), ogni variazione di +/- 1 dollaro/barile diminuisce/aumenta di circa €150 milioni l'utile netto consolidato di Gruppo; il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare quasi equivalente.

In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, Eni potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni.

I prezzi futuri del petrolio potrebbero differire in maniera sostanziale rispetto alla quotazione utilizzata nella stima delle riserve certe dell'Eni e nella determinazione del loro valore attuale netto al fattore di sconto del 10% al 31 dicembre 2014.

In linea con quanto previsto dalla SEC regulation, che prevede la determinazione annuale delle riserve di idrocarburi, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve 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 2014 sono state determinate sulla base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile. I prezzi delle commodity hanno evidenziato una significativa riduzione nel primo semestre 2015. In assenza di una ripresa nelle quotazioni delle commodity nel secondo semestre, le stime del bilancio 2015 delle nostre riserve saranno basate su prezzi inferiori rispetto al 2014, 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. Le riserve certe sviluppate stimate alla data di bilancio secondo i criteri SEC sono utilizzate di norma nei primi tre trimestri dell'esercizio successivo per il calcolo degli ammortamenti degli asset oil&gas in base al criterio "unit-of-production" (u-o-p) che ha al denominatore le riserve dell'anno di bilancio; mentre gli ammortamenti del quarto trimestre sono calcolati sulla base della nuova stima di fine esercizio. In considerazione del sensibile calo delle quotazioni degli idrocarburi, la società ha elaborato una sensitivity del calcolo degli ammortamenti u-o-p del secondo trimestre 2015 stimando l'impatto della variazione del prezzo sulla valutazione delle riserve di spettanza in tutti i contratti PSA e in alcuni asset a rischio di cancellazione delle riserve non più economiche sulla base di un riferimento Brent di 76 dollari/barile corrispondenti alla media rolling al 30 giugno 2015 (media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi chiusi il 30 giugno 2015). Gli esiti di questa sensitivity sono trascurabili e pertanto non sono stati riflessi nel risultato della semestrale 2015.

Al 31 dicembre 2014, il valore attuale netto delle riserve certe Eni era pari a circa €59,6 miliardi determinato, al pari della stima dei quantitativi di riserve certe al 31 dicembre 2014, sulla base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile. A parità di altre condizioni, in presenza di prezzi in linea con le quotazioni del primo semestre 2015, il valore attuale delle nostre riserve determinato con il tasso di sconto al 10% potrebbe ridursi significativamente rispetto al consuntivo 2014.

Un prolungato declino dei prezzi potrebbe compromettere anche la redditività dei progetti di sviluppo delle riserve nel caso in cui i prezzi si attestino su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. In tale scenario, Eni potrebbe rivedere le decisioni d'investimento riprogrammando, ritardando o cancellando certi progetti, con ricadute negative sui tassi di crescita. Considerata la complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari delle 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. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

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 1.000 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. Nel primo semestre 2015 Eni ha stimato un impatto positivo di 58 mila barili/giorno negli entitlement dei PSA per effetto della variazione dei prezzi. La sensitivity può cambiare in futuro.

I risultati dei 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 carica.

Nel primo semestre 2015 l'attività Refining & Marketing Eni ha registrato un significativo miglioramento rispetto al 2014 registrando l'utile operativo adjusted di €131 milioni rispetto alla perdita di €387 milioni del primo semestre 2014 per effetto della sensibile ripresa dei margini di raffinazione (indicatore Eni di 8,3 dollari barile in media, pari a circa 5 volte il valore medio del periodo di confronto).

Il management ritiene che il recupero dei margini di raffinazione sia stato sostenuto dal calo della quotazione del petrolio e dall'apprezzamento relativo della benzina in un contesto di minore disponibilità di prodotti a seguito di concomitanti fermate manutentive negli impianti. Guardando al medio termine, il management prevede una discesa dei margini di raffinazione rispetto ai valori correnti a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi a un eccesso di capacità di raffinazione e alla pressione competitiva degli impianti di raffinazione in Russia, Medio Oriente e Stati

Uniti che beneficiano di economie di scala e vantaggi di costo sulla materia prima. Sulla base di tali considerazioni il management non ha eseguito alcuna ripresa di valore degli asset di raffinazione svalutati in precedenti esercizi.

La strategia Eni nel business della raffinazione si fonda sull'innovazione, con l'incremento della capacità di conversione del fondo del barile in prodotto pregiati, sulla riconversione delle raffinerie tradizionali a basso indice di conversione o elevati costi di gestione in impianti per la produzione di biocarburanti premium sfruttando tecnologie proprietarie, e sul recupero di efficienza e ottimizzazione dei processi produttivi. Attraverso tali linee strategiche, Eni ridurrà ulteriormente il margine di break-even delle raffinerie, rendendo il sistema profittevole anche in scenari depressi.

Al pari del settore R&M, la Chimica Eni ha riportato un significativo miglioramento dei risultati nel primo semestre 2015 registrando l'utile operativo adjusted di €95 milioni rispetto alla perdita di €182 milioni registrata nel primo semestre 2014, grazie al recupero dei margini delle commodity (in particolare la filiera etilene-polietilene-stirene) sostenuti dalla temporanea carenza di prodotto a causa di fermate non programmate di impianti, da una certa ripresa della domanda interna e dalla svalutazione dell'euro che ha reso meno competitive le importazioni.

Il management ritiene che il settore chimico Eni rimanga esposto, anche se in misura inferiore rispetto al passato a seguito delle azioni di razionalizzazione già poste in essere, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda, considerata la natura ancora prevalentemente "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e le criticità strutturali della petrolchimica tradizionale (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva da parte dei produttori asiatici, mediorientali e in prospettiva statunitensi con scala e struttura di costo più competitive).

Di fronte a tali difficoltà strutturali, la sostenibilità economica e finanziaria di lungo termine del settore chimico Eni dipenderà dall'esecuzione del piano di riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi a favore della crescita nei segmenti delle bioplastiche innovative e di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo. Le tecnologie proprietarie saranno valorizzate attraverso iniziative industriali di l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti.

Rischio Paese

Le riserve certe di idrocarburi Eni sono localizzate in misura prevalente (il 79% al 31 dicembre 2014) in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, principalmente in Africa, Asia Centrale e America Centro-Meridionale. Una parte parimenti rilevante degli approvvigionamenti di gas long-term proviene da Paesi extra UE e dell'Africa Settentrionale (il 60% degli approvvigionamenti dell'esercizio 2014). 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 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, 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 alle attività economiche; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti

simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori specializzati in contesti operativi critici; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni.

Nello scenario corrente, il crollo del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni Paesi nei quali sono localizzate le riserve dell'Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica ed economica. Inoltre le società petrolifere di tali Stati sono in alcuni casi partner di Eni nella conduzione di progetti di sviluppo delle riserve. Le difficoltà finanziarie degli Stati si riflettono sulla capacità delle compagnie di Stato di onorare gli impegni contrattuali relativi ai progetti di sviluppo delle riserve in joint venture con le compagnie petrolifere internazionali. Un eventuale default sovrano potrebbe compromettere la viabilità finanziaria dei progetti o causare un aumento dell'esposizione di Eni. A tal riguardo si osserva che in diversi progetti Eni finanzia in base agli accordi contrattuali la first party e quindi eventuali default sovrani avrebbero conseguenze non significative. In aggiunta a questo, negli accordi di JV esistono 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.

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.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 27% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2014. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno ancora vivendo la fase di estrema instabilità politica e sociale successiva al periodo chiamato "Primavera Araba", che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Mentre in alcuni Paesi dell'area ci sono segnali di stabilità grazie alla normalizzazione dell'assetto governativo e politico, per altri si ritiene invece che il quadro socio-politico continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile.

Nel momento storico corrente la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio politico per Eni. Nel 2011 a causa della rivoluzione e della caduta del regime, Eni fu costretta per motivi di sicurezza a interrompere la quasi totalità delle attività produttive e delle esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi. Negli anni successivi il quadro socio-politico post-rivoluzione è rimasto estremamente volatile, caratterizzato da frequenti episodi di disordini, scioperi, proteste e conflitti interni che hanno reso in alcuni momenti problematico il regolare svolgimento delle attività di sviluppo ed estrazione degli idrocarburi. Tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015 il riacutizzarsi delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente e in Africa Settentrionale ha indotto il management a rafforzare le misure di sicurezza e prevenzione presso gli asset Eni. Ad ogni modo nel primo semestre 2015 gli impianti Eni in Libia hanno marciato con regolarità. Il calo del prezzo del petrolio ha posto in condizione di stress la situazione finanziaria della Libia e della compagnia di Stato Noc, partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve del Paese.

In Egitto, nonostante un rafforzamento del quadro istituzionale, la situazione finanziaria rimane ancora problematica, come evidenziato dal perdurare delle difficoltà delle società petrolifere locali a onorare gli impegni per le forniture di idrocarburi. Tuttavia, in virtù delle consolidate relazioni con le controparti, sono state implementate e pianificate diverse iniziative commerciali ed impegni della first party con l'obiettivo di accelerare il rimborso dei crediti commerciali scaduti outstanding pari a €966 milioni al 30 giugno 2015 (€763 milioni al 31 dicembre 2014). L'ammontare dello scaduto a fine anno è previsto diminuire in misura significativa nel secondo semestre 2015 anche mediante l'effetto dell'implementazione di un accordo petrolifero con le controparti dello stato che definisce, tra l'altro, modalità di recupero dei crediti commerciali scaduti (per ulteriori informazioni si veda anche la nota 7 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato).

Altro Paese con elevato livello di rischio politico è la Nigeria, dove da alcuni anni si verificano frequenti atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, impattando la continuità produttiva. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza hanno compromesso la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone.

L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella

proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi e nella definizione degli obiettivi produttivi di Gruppo a medio termine.

A questi temi si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente, oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, legata al solo recupero dei crediti per gli investimenti eseguiti nel passato a seguito del completamento dell'ultimo contratto petrolifero per il quale sono state trasferite le operazioni al partner iraniano a fine 2014 (giacimento di Darquain). Eni ritiene che l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso le controparti di Stato non rappresenti violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane.

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 Barent russo e nel Mar Nero. Nonostante le misure restrittive prevedano delle esenzioni per i progetti in corso, l'ottenimento delle relative autorizzazioni ha modalità e tempi incerti. Sono pertanto possibili ritardi nell'esecuzione dei progetti in corso. Il quadro sanzionatorio 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 2014.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono deboli a causa del perdurare dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico, penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione.

Per il 2015 è prevista una moderata ripresa della domanda gas Italia con un incremento su base normalizzata del 2% (9% includendo l'effetto climatico che riflette le temperature eccezionalmente miti del 2014) dovuto per lo più a fattori contingenti, quali l'importante produzione idroelettrica del 2014. Guardando al futuro, il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento dei fondamentali che rimangono su livelli depressi, e proietta un profilo di crescita della domanda sostanzialmente piatto in Italia e in Europa con volumi target al 2019 pari rispettivamente a circa 70 e 460 miliardi di metri cubi, con un tasso di incremento medio di circa l'1%. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2019 è inferiore di circa 80 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Negli anni pre-crisi, sulla base di previsioni di crescita di lungo termine della domanda gas rivelatesi poi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazione di gas all'ingrosso (midstreamer) avevano stipulato con i Paesi produttori (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e hanno sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda trainata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati e lo sviluppo di hub liquidi hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas, con i midstreamer

spiazzati dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term e dalla diversa indicizzazione tra costi d'acquisto oil-linked rispetto ai prezzi di vendita hub-related.

Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta hanno evidenziato in questi anni un andamento debole, con livelli inferiori ai costi di approvvigionamento, a causa del calo dei consumi e della continua pressione competitiva. Il deterioramento dei fondamentali è stato aggravato dai vincoli minimi di prelievo di contratti long-term che hanno indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sulla leva prezzo a causa della necessità di contenere l'impatto finanziario della clausole take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel primo semestre 2015 in un mercato debole, caratterizzato dalla continua pressione competitiva, il settore Gas & Power di Eni ha registrato l'utile operativo adjusted di €325 milioni con un incremento di €69 milioni rispetto al primo semestre 2014 grazie alla migliorata competitività dovuta alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term.

Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e il primo semestre 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.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il permanere di offerta abbondante 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. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV). 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.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse.

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

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti prevedono a carico del buyer la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo definito contrattualmente (Annual Minimum Quantity - AMQ), fa scattare l'obbligo di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto) del prezzo contrattuale calcolato con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni di esecuzione del contratto, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero è variabile: per alcuni contratti i dieci anni successivi, per altri la scadenza del contratto. Al momento del ritiro delle quantità prepagate, Eni è tenuta a pagare la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima con riferimento ai prezzi in vigore nell'anno di prelievo. 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 prepagati in funzione dell'andamento della domanda. Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e di offerta abbondante, la crescente pressione

competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscono fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria, anche in considerazione dei piani aziendali che indicano vendite stabili o in leggera flessione nel 2015 e negli anni successivi di piano.

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 contenere l'esposizione take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti delle rinegoziazioni definite nel 2014 e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di prelevare una parte significativa dei volumi di gas prepagati negli anni più difficili del downturn 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 €0,9 miliardi alla data del bilancio 2014 (confermati al 30 giugno 2015).

Guardando al futuro, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari nel piano quadriennale, dell'esito probabile delle rinegoziazioni in corso, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, grazie alla forte accelerazione ottenuta nel 2014 saranno ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il settore Gas & Power di Eni è esposto ai rischi della regolamentazione del settore principalmente nel mercato Italia. Gli sviluppi del quadro regolatorio possono determinare in futuro impatti negativi sui margini di vendita del gas e dell'elettricità, sui risultati operativi e sul cash flow. Di seguito una sintesi degli aspetti più significativi del quadro regolatorio e dei possibili impatti sui risultati attesi del settore G&P.

Il Decreto Stoccaggi del 2010 stabilisce la quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi alla violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stoccaggi ha previsto che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti fossero riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito. A decorrere da aprile 2012, i soggetti investitori industriali hanno potuto accedere alle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio.

Tali misure hanno consentito ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatore virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedura aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate/inverno.

I soggetti investitori avevano l'obbligo di offrire tale gas al PSV. Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI). Eni ritiene che tale regolamentazione abbia contribuito a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia. A decorrere dall'1 aprile 2015 la nuova capacità di stoccaggio richiesta e confermata dai soggetti investitori è stata integralmente realizzata.

L'AEEGSI, in virtù della legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di

trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013 l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI - "Autorità") ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF - in luogo della precedente prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio. In tale ambito, l'Autorità introduce, con la delibera 447/2013/R/gas, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine".

Tale meccanismo di compensazione, imperniato sul cosiddetto APR (ammontare pro rinegoziazione), ha il duplice obiettivo da un lato di assicurare a tali operatori titolari di contratti di approvvigionamento long term (tipicamente oil-linked) una graduale transizione al nuovo regime dei prezzi, compensando parte dei maggiori costi di approvvigionamento long term non più recuperabili attraverso la tariffa, dall'altro di garantire i clienti tutelati nel caso di inversione di tendenza tra i prezzi spot del gas e le formule long term nei tre anni successivi alla riforma. Il periodo di riferimento del Meccanismo APR è costituito dai tre anni termici 2014/2016.

L'importo iniziale della compensazione è stato definito dall'Autorità nel 2013 per ciascun operatore sulla base della documentazione presentata, considerando il differenziale tra il costo medio efficiente teorico dei contratti di lungo periodo (cd Ptop) e il prezzo espresso dal mercato hub (riferimento TTF).

La curva di costo elaborata dall'Autorità, con riferimento all'anno termico 2013, restituiva una dinamica del costo di approvvigionamento, al variare del prezzo del greggio, molto simile a quella del portafoglio dell'Eni. Sulla base di tali evidenze, l'Autorità ha determinato (con riferimento ai volumi Eni ed ad una lettura forward delle formule di prezzo) una compensazione totale massima per il triennio di vigenza del meccanismo pari a +€160 milioni. La delibera prevede una regolazione finanziaria del corrispettivo con una proporzione, sui tre anni termici di riferimento, pari a 40/40/20%.

Il meccanismo prevede un processo di aggiornamento dell'APR nel triennio volto a confermare il valore inizialmente previsto, ovvero, in caso di inversione tra prezzo di approvvigionamento e prezzo spot, a determinare una restituzione ai clienti finali fino a 3 volte l'importo inizialmente definito: circa €480 milioni. In particolare, l'evoluzione al ribasso si attiva nel caso in cui il prezzo di approvvigionamento long-term diventa inferiore al prezzo spot, secondo gli indicatori e le modalità indicate nella delibera 447/2013/R/GAS.

A dicembre 2014 AEEGSI in un contesto di crescente scorrelazione tra costi di approvvigionamento gas e quotazioni oil linked, ha aggiornato l'indice di costo efficiente di approvvigionamento (Ptop2014) con due conseguenze: (i) l'applicazione della Ptop14 allo scenario 2014 con il Brent a circa 100 dollari/barile ha consentito di confermare la prima tranche del corrispettivo iniziale pari per Eni a circa €60 milioni rilevati nel bilancio 2014 (pari al 40% del valore della compensazione massima iniziale); (ii) tuttavia se l'indice di costo efficiente di approvvigionamento PTop14 fosse applicato allo scenario corrente, con il Brent a 60 dollari/barile, determinerebbe valori nettamente inferiori ai costi reali di approvvigionamento, con possibili effetti sugli aggiornamenti successivi dell'indice Ptop.

Per questo motivo, quando a novembre 2015 l'Autorità procederà al secondo aggiornamento dell'indice PTop per l'anno termico 2015, potrebbero verificarsi diversi scenari sulla base della interpretazione della delibera, con esito finale compreso tra i due estremi per Eni: (i) conferma dell'ammontare della compensazione iniziale pari per Eni a €160 milioni (da rilevare nel bilancio 2015 in misura pari al 40% per ulteriori €60 milioni); (ii) onere – nel triennio - fino all'importo massimo di €480 milioni, ai quali sarebbe da aggiungere la restituzione del provento contabilizzato nel 2014 pari a circa €60 milioni. Sulla base dell'esito della delibera Eni procederà alle relative rilevazioni di bilancio.

In considerazione degli scenari futuri delle quotazioni petrolifere e dei prezzi degli hub e della circostanza che in fase di prima applicazione attraverso la delibera 549/2014 l'AEEGSI non ha fornito elementi sufficienti ai fini delle modalità di aggiornamento della compensazione complessiva stabilita all'inizio del programma, Eni ha prudenzialmente impugnato la delibera 549/2014 eccependo l'incongruenza dei potenziali risultati e i connessi profili di legittimità.

Inoltre, qualora la delibera di aggiornamento dell'indice di costo per il 2015 attesa nel quarto trimestre dovesse avvalorare lo scenario negativo per Eni, la società impugnerà anche tale delibera a tutela dei propri interessi.

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 stanziati per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di 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

L'outlook 2015 è caratterizzato dal moderato rafforzamento della crescita economica globale trainata dagli Stati Uniti. Rimangono i rischi relativi alla solidità della ripresa nell'area Euro, all'entità del rallentamento di Cina e di altre economie emergenti e alla stabilità finanziaria. Il prezzo del petrolio è previsto in significativo ridimensionamento rispetto al 2014 a causa dell'eccesso di offerta. Nel settore Exploration & Production il management ha definito iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti e dei costi operativi mantenendo un solido focus sull'esecuzione e time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo della caduta del prezzo. Negli altri settori prevalentemente influenzati dal quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, eccesso di offerta/capacità e pressione competitiva. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. Il recupero della redditività in questi settori farà leva sulla rinegoziazione dei contratti gas, sulla ristrutturazione/riconversione della capacità produttiva legata al ciclo petrolifero e sulle azioni di riduzione dei costi e di ottimizzazione dei margini.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione di idrocarburi**: è prevista una solida crescita rispetto al 2014 di oltre il 7% grazie agli avvisi e ai ramp-up di giacimenti avviati nel 2014, principalmente in Venezuela, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Congo e ai maggiori volumi attesi in Libia;
- **vendite di gas**: sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale nel segmento grandi clienti e in quello retail per contrastare la pressione competitiva;
- **lavorazioni in conto proprio**: escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nell'Est Europa, sono previste in aumento per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario, nonché per effetto della migliore performance attesa dell'impianto di conversione EST presso Sannazzaro e di minori fermate. In aumento le produzioni di biocarburanti del sito di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: sono previste in leggera flessione in Italia in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva con una migliore performance della rete di proprietà. Stabili all'estero escludendo l'effetto della cessione delle reti in Est Europa.

Nel 2015 il management ha previsto iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending a parità di cambio rispetto al 2014 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine. Il management prevede che per effetto della gestione industriale e di portafoglio il leverage a fine esercizio rimarrà entro il limite di 0,30.

Altre informazioni

Rapporti con le 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 35 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.

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:

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."

- alla data del 30 giugno 2015 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd.
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

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

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Termini finanziari

- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra l'utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Attività operative

- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale; quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di

- notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
 - **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
 - **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
 - **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
 - **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
 - **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
 - **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
 - **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
 - **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, a una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
 - **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
 - **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
 - **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, 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.
 - **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
 - **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
 - **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 2015



Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2014		30.06.2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.614		5.466	
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	5.024		5.038	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(6)	257		265	
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	28.601	1.973	28.131	2.090
Rimanenze	(8)	7.555		7.386	
Attività per imposte sul reddito correnti		762		743	
Attività per altre imposte correnti		1.209		988	
Altre attività correnti	(9)	4.385	43	3.336	20
		54.407		51.353	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(10)	71.962		76.845	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		1.581		1.571	
Attività immateriali	(11)	3.645		3.551	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	3.115		3.395	
Altre partecipazioni	(12)	2.015		2.180	
Altre attività finanziarie	(13)	1.022	239	1.094	233
Attività per imposte anticipate	(14)	5.231		5.651	
Altre attività non correnti	(15)	2.773	12	2.570	13
		91.344		96.857	
Attività destinate alla vendita	(24)	456		159	
TOTALE ATTIVITA'		146.207		148.369	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	2.716	181	5.099	215
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	3.859		4.015	
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	23.703	1.954	23.147	1.527
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	534		595	
Passività per altre imposte correnti		1.873		2.504	
Altre passività correnti	(19)	4.489	58	2.997	32
		37.174		38.357	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	19.316		18.346	
Fondi per rischi e oneri	(21)	15.898		16.387	
Fondi per benefici ai dipendenti		1.313		1.304	
Passività per imposte differite	(22)	7.847		7.805	
Altre passività non correnti	(23)	2.285	20	2.245	20
		46.659		46.087	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)	165		53	
TOTALE PASSIVITA'		83.998		84.497	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Interessenze di terzi		2.455		1.981	
Patrimonio netto di Eni					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		(284)		(166)	
Altre riserve		57.343		58.042	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Acconto sul dividendo		(2.020)			
Utile netto del periodo		1.291		591	
Totale patrimonio netto di Eni		59.754		61.891	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		62.209		63.872	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		146.207		148.369	

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2014		I semestre 2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(28)	56.556	1.375	45.979	951
Altri ricavi e proventi		192	28	681	21
Totale ricavi		56.748		46.660	
COSTI OPERATIVI	(29)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		43.346	3.564	35.752	3.906
Costo lavoro		2.716	19	2.814	19
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		403	150	(298)	21
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		5.188		5.851	
UTILE OPERATIVO		5.901		1.945	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		3.361	19	6.401	47
Oneri finanziari		(3.837)	(18)	(6.892)	(28)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		16		17	
Strumenti finanziari derivati		(33)		(108)	
		(493)		(582)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		111		34	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		510		420	
		621		454	
UTILE ANTE IMPOSTE		6.029		1.817	
Imposte sul reddito	(32)	(4.111)		(1.760)	
Utile netto del periodo		1.918		57	
Di competenza:					
- azionisti Eni		1.961		591	
- interessenze di terzi		(43)		(534)	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)				
- semplice		0,54		0,16	
- diluito		0,54		0,16	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2014	I semestre 2015
Utile netto del periodo		1.918	57
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		423	3.507
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(25)	(77)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(25)	5	(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	250	156
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(1)	(7)
Effetto fiscale	(25)	(77)	(38)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		523	3.615
Totale utile complessivo del periodo		2.441	3.672
Di competenza:			
- azionisti Eni		2.475	4.152
- interessenze di terzi		(34)	(480)

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni															
	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accounto sul dividendo	Utile netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)																
Saldi al 31 dicembre 2013		4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049
Utile del primo semestre 2014												1.961	1.961	(43)	1.918	
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									395		18		413	10	423	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale						(76)							(76)		(76)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						4							4		4	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					173								173		173	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto															(1)	(1)
Utile complessivo del periodo					173	(72)		395	18				514	9	523	
Operazioni con gli azionisti					173	(72)		395	18			1.961	2.475	(34)	2.441	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'accounto 2013 di €0,55 per azione)											1.993	(3.979)	(1.986)		(1.986)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(48)	(48)	
Destinazione utile residuo 2013										1.181		(1.181)				
Acquisto azioni proprie									(202)				(202)		(202)	
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi														1	1	
									(202)	1.181	1.993	(5.160)	(2.188)	(47)	(2.235)	
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni											5		5	1	6	
											5		5	1	6	
Saldi al 30 giugno 2014		4.005	959	6.201	19	9	(72)	296	(303)	(403)	45.830		1.961	58.502	2.759	61.261
Utile del secondo semestre 2014												(670)	(670)	(398)	(1.068)	
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						(51)							(51)	(9)	(60)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale						2							2	1	3	
						(49)							(49)	(8)	(57)	
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							(1)	4.323		214			4.536	49	4.585	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						2							2		2	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(303)								(303)	(7)	(310)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								5					5		5	
					(303)	2	(1)	5	4.323	214			4.240	42	4.282	
Utile complessivo del periodo					(303)	2	(50)	5	4.323	214		(670)	3.521	(364)	3.157	
Operazioni con gli azionisti																
Accounto sul dividendo (€0,56 per azione)											(2.020)		(2.020)		(2.020)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(1)	(1)	
Acquisto azioni proprie									(178)				(178)		(178)	
									(178)		(2.020)		(2.198)	(1)	(2.199)	
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa appartenenza di Gruppo											(62)		(62)	62		
Diritti decaduti stock option											(7)		(7)		(7)	
Altre variazioni								(94)			92		(2)	(1)	(3)	
								(94)			23		(71)	61	(10)	
Saldi al 31 dicembre 2014	(25)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291	59.754	2.455	62.209

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													Totale patrimonio netto		
	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile netto del periodo		Totale	Interessenze di terzi
(€ milioni)																
Saldi al 31 dicembre 2014	(25)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291	59.754	2.455	62.209
Utile del primo semestre 2015													591	591	(534)	57
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							(2)		3.421		34			3.453	54	3.507
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(25)					(3)								(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				118									118		118
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)							(7)						(7)		(7)
					118	(3)	(2)	(7)	3.421		34			3.561	54	3.615
Utile complessivo del periodo					118	(3)	(2)	(7)	3.421		34		591	4.152	(480)	3.672
Operazioni con gli azionisti																
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 2014											(2.746)		2.746			
Versamenti da azionisti terzi															1	1
											(2.746)	2.020	(1.291)	(2.017)	(2)	(2.019)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni											2			2	8	10
											2			2	8	10
Saldi al 30 giugno 2015	(25)	4.005	959	6.201	(166)	8	(124)	200	7.441	(581)	43.357		591	61.891	1.981	63.872

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2014	I semestre 2015
Utile netto del periodo		1.918	57
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(29)	4.810	5.500
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(29)	378	351
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(31)	(111)	(34)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(20)	(350)
Dividendi	(31)	(174)	(223)
Interessi attivi		(75)	(87)
Interessi passivi		351	352
Imposte sul reddito	(32)	4.111	1.760
Altre variazioni		(143)	(157)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(282)	512
- crediti commerciali		1.574	1.820
- debiti commerciali		(2.041)	(1.095)
- fondi per rischi e oneri		28	(266)
- altre attività e passività		(968)	247
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.689)	1.218
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		4	(12)
Dividendi incassati		344	269
Interessi incassati		26	31
Interessi pagati		(325)	(418)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.665)	(2.579)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.740	5.678
-di cui verso parti correlate	(35)	(1.781)	(2.181)
Investimenti:			
- attività materiali	(10)	(4.752)	(5.753)
- attività immateriali	(11)	(772)	(484)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(26)	(36)	
- partecipazioni	(12)	(157)	(108)
- titoli		(48)	(98)
- crediti finanziari		(519)	(442)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		158	(162)
Flusso di cassa degli investimenti		(6.126)	(7.047)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		7	391
- attività immateriali			21
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(26)		33
- partecipazioni		3.007	199
- titoli		40	10
- crediti finanziari		308	273
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		6	68
Flusso di cassa dei disinvestimenti		3.368	995
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(2.758)	(6.052)
-di cui verso parti correlate	(35)	(484)	(1.236)

segue **Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	Note	I semestre 2014	I semestre 2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(20)	2.477	2.004
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(20)	(2.793)	(2.766)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	664	1.925
		348	1.163
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	1
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.986)	(2.017)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(48)	(3)
Acquisto di azioni proprie		(202)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.887)	(856)
- di cui verso parti correlate	(35)	(17)	24
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		2	(2)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(10)	84
Flusso di cassa netto del periodo		1.087	(1.148)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		5.431	6.614
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		6.518	5.466

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 nella Relazione Finanziaria Annuale.

Nel bilancio semestrale sono applicati gli stessi principi di consolidamento e criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali applicati a partire dal 1° gennaio 2015 e illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2014 "Principi contabili di recente emanazione" a cui si rinvia.

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 2015" 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 2015, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 29 luglio 2015 è sottoposto a revisione contabile limitata da parte di Reconta Ernst & Young 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

Con il regolamento n. 2015/29 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi ai dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) siano indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) siano collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) siano indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). Con il regolamento n. 2015/28 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

I precedenti regolamenti di omologazione hanno previsto l'entrata in vigore delle modifiche ai principi contabili a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le sopra citate disposizioni sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2015. L'applicazione di tali disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

Le altre modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2015, non hanno prodotto effetti significativi.

3 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

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

Attività correnti

5 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.325	1.142
Altri titoli	3.699	3.896
	5.024	5.038

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				
Tasso fisso				
Italia	548	563	Baa2	BBB-
Spagna	281	293	Baa2	BBB
Unione Europea	55	56	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Francia	50	52	Aa1	AA
Repubblica Ceca	19	20	A1	AA-
Polonia	18	17	A2	A-
Austria	11	12	Aaa	AA+
Paesi Bassi	8	8	Aaa	AA+
Germania	4	4	Aaa	AAA
Canada	3	3	Aaa	AAA
	997	1.028		
Tasso variabile				
Francia	74	74	Aa1	AA
Germania	21	21	Aaa	AAA
Polonia	19	18	A2	A-
Spagna	1	1	Baa2	BBB
	115	114		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.112	1.142		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.835	1.915	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.411	1.486	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Banca europea per gli Investimenti	2	2	Aaa	AAA
	3.248	3.403		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	399	399	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	93	94	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	492	493		
Totale Altri titoli	3.740	3.896		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	4.852	5.038		

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

6 Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	204	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	40	39
	244	249
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	6	5
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	11
	13	16
	257	265

I titoli emessi da Stati Sovrani al 30 giugno 2015 di €215 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2014) 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						
Spagna	30	33	da 1,40 a 5,50	dal 2016 al 2021	Baa2	BBB
Belgio	27	32	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	24	25	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2018	Baa2	BBB-
Portogallo	22	24	da 3,35 a 4,75	dal 2015 al 2019	Ba1	BB
Francia	16	17	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2021	Aa1	AA
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A
Irlanda	13	15	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Baa1	A+
Finlandia	10	10	da 1,13 a 1,75	dal 2015 al 2019	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AA+
Polonia	6	7	6,38	2019	A2	A-
Stati Uniti d'America	6	6	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Austria	5	5	3,50	2015	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Germania	5	5	3,25	2015	Aaa	AAA
	197	215				

Titoli quotati per €50 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2014) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e Baa1 (Moody's) e AAA e BBB- (S&P).

I titoli strumentali all'attività operativa di €249 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli sono indicati alla nota n. 25 – Patrimonio netto.

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Crediti commerciali	19.709	18.293
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	423	478
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	839	1.102
- non strumentali all'attività operativa	555	463
	1.817	2.043
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	86	42
- altri	6.989	7.753
	7.075	7.795
	28.601	28.131

Il decremento dei crediti commerciali di €1.416 milioni è riferito principalmente al settore Gas & Power (€1.920 milioni) e, in aumento, al settore Exploration & Production (€334 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.565 milioni (€2.353 milioni al 31 dicembre 2014):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
Fondo svalutazione:					
- crediti commerciali	1.674	335	(176)	19	1.852
- crediti finanziari	59			5	64
- altri crediti	620		(19)	48	649
	2.353	335	(195)	72	2.565

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €335 milioni (€197 milioni nel primo semestre 2014) è riferito ai settori: (i) Gas & Power per €182 milioni ed è relativo in particolare alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione. Eni ha adottato le necessarie azioni per la riduzione dei crediti scaduti anche attraverso una revisione del processo di gestione dei crediti in bonis e in contenzioso ed operazioni di cessione; (ii) Ingegneria & Costruzioni per €135 milioni.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €176 milioni (€26 milioni nel primo semestre 2014) è riferito ai settori Gas & Power per €109 milioni e Ingegneria & Costruzioni per €36 milioni.

Nel corso del primo semestre 2015 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2015 di €1.641 milioni (€1.375 milioni nell'esercizio 2014 con scadenza 2015). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Gas & Power (€1.324 milioni), Refining & Marketing e Chimica (€201 milioni) e Ingegneria & Costruzioni (€116 milioni). Inoltre, sono state attuate operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza successiva al 30 giugno 2015 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €248 milioni (€419 milioni nell'esercizio 2014 con scadenza 2015).

I crediti commerciali al 30 giugno 2015 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €966 milioni (€763 milioni al 31 dicembre 2014). L'ammontare dello scaduto è previsto diminuire in misura significativa nel secondo semestre 2015 anche a seguito dell'accordo petrolifero con le controparti di Stato che definisce, tra l'altro, modalità di recupero dei crediti commerciali scaduti.

I crediti commerciali comprendono ritenute a garanzia per lavori in corso su ordinazione per €167 milioni (€153 milioni al 31 dicembre 2014).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.580 milioni (€1.262 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €1.080 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, joint venture e

collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€811 milioni al 31 dicembre 2014) e per €407 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€332 milioni al 31 dicembre 2014).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €463 milioni (€555 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €341 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €237 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd, €91 milioni presso BNP Paribas e €13 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati; (ii) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €68 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2014); (iii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €42 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferiti per €8 milioni (€52 milioni al 31 dicembre 2014) alla cessione perfezionata nel giugno 2012 del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito dell'accordo transattivo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe, che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. Il piano di rimborso prevede 36 rate mensili dal luglio 2012 con interessi attivi a tassi di mercato.

Gli altri crediti di €7.753 milioni (€6.989 milioni al 31 dicembre 2014) aumentano di €764 milioni per effetto principalmente delle differenze di cambio da conversione (€458 milioni) e comprendono €730 milioni (€663 milioni al 31 dicembre 2014) relativi al recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi del settore Exploration & Production per i quali sono stati attivati due procedimenti arbitrali che hanno portato all'emissione di un lodo finale favorevole, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale favorevole, nell'altro. Per quest'ultimo è atteso il lodo finale che 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. I crediti di €91 milioni al 31 dicembre 2014 relativi a importi da ricevere da clienti gas somministrati a fronte dei volumi gas per i quali era maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine sono stati interamente incassati nel semestre.

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. 35 – Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014					30.06.2015				
	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	468	210		2.177	2.855	491	168		2.440	3.099
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	34	11		1	46	69	13		1	83
Lavori in corso su ordinazione			1.768		1.768			1.830		1.830
Prodotti finiti e merci	2.022	699		131	2.852	1.661	529		150	2.340
Certificati e diritti di emissione				34	34				34	34
	2.524	920	1.768	2.343	7.555	2.221	710	1.830	2.625	7.386

I lavori in corso su ordinazione di €1.830 milioni (€1.768 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni per €1.817 milioni (€1.757 milioni al 31 dicembre 2014). Il commento sulla variazione dei lavori in corso su ordinazione è riportato alla nota n. 28 – Ricavi della gestione caratteristica.

Al 31 dicembre 2014 e al 30 giugno 2015 non ci sono acconti ricevuti dai committenti da compensare sui lavori in corso su ordinazione.

I certificati e diritti di emissione di €34 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Rimanenze di magazzino per €99 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2014) 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	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2014								
Rimanenze lorde	8.126	(185)			26	271	(211)	8.027
Fondo svalutazione	(187)		(371)	57		(8)	37	(472)
Rimanenze nette	7.939	(185)	(371)	57	26	263	(174)	7.555
30.06.2015								
Rimanenze lorde	8.027	(670)			(5)	212	84	7.648
Fondo svalutazione	(472)		(716)	933	1	(8)		(262)
Rimanenze nette	7.555	(670)	(716)	933	(4)	204	84	7.386

La variazione del periodo negativa per €670 milioni è riferita al settore Gas & Power per €387 milioni, al settore Refining & Marketing e Chimica per €465 milioni e, in aumento, al settore Exploration & Production per €137 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €716 milioni e €933 milioni sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing rispettivamente per €667 milioni e €877 milioni e riguardano, in particolare, le scorte di greggio e di prodotti petroliferi per effetto del progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore netto di realizzo al 30 giugno 2015.

9 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	41	34
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	3.258	2.192
Altre attività	1.086	1.110
	4.385	3.336

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 di copertura cash flow hedge di €34 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2014) 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. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2016 è indicato alla nota n. 19 – Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2016 è indicato rispettivamente alle note n. 15 – Altre attività non correnti e n. 23 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono

indicati alle note n. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €2.192 milioni (€3.258 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda: (i) per €1.298 milioni (€2.246 milioni al 31 dicembre 2014) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (ii) per €890 milioni (€978 milioni al 31 dicembre 2014) 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, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (iii) per €4 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2014) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Le altre attività di €1.110 milioni (€1.086 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono l'ammontare di €550 milioni (€496 milioni al 31 dicembre 2014) relativo al gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e delle flessibilità ottenute grazie al round di rinegoziazioni finalizzate nel 2014. Nel primo semestre 2015 il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è stato svalutato per €8 milioni. La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 15 – Altre attività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

Attività non correnti

10 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2014	Valore netto al 31.12.2014	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2015	Valore lordo al 30.06.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2015
Immobili, impianti e macchinari	174.027	102.065	71.962	5.753	(4.861)	(353)	4.251	93	76.845	189.168	112.323

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Investimenti		
Exploration & Production	3.974	5.336
Gas & Power	47	32
Refining & Marketing e Chimica	345	251
Ingegneria & Costruzioni	324	265
Corporate e Altre attività	37	9
Eliminazione utili interni	25	(140)
	4.752	5.753

Nella redazione della presente relazione semestrale con riferimento alle Cash Generating Unit (CGU) dei settori oil&gas, il management non ha riscontrato la presenza di nuovi impairment indicator nei settori di attività Eni rispetto al bilancio 2014, sulla base delle più recenti proiezioni dei prezzi forward delle principali commodity energetiche e spread desumibili dal mercato e della conferma delle assunzioni di lungo termine del prezzo del petrolio Brent a 90 dollari/barile (in termini reali 2019) e di altre variabili rilevanti (margini di raffinazione, margini lordi degli impianti chimici e altre). Inoltre, lo scostamento negativo tra la capitalizzazione di borsa dell'Eni al 30 giugno 2015 (pari a €58,2 miliardi) e i net asset del bilancio consolidato (pari a €61,9 miliardi) è migliorato rispetto alla chiusura del bilancio 2014 (-6% rispetto a -15%). Nonostante tali evidenze, il management ha comunque ritenuto di sottoporre a impairment test le CGU a maggiore rischio. In particolare nel settore Exploration & Production, sono state selezionate le CGU con valori di libro importanti e modesta entità dell'headroom (eccesso del value-in-use rispetto al valore di libro), le CGU oggetto di svalutazione nel più recente bilancio, le CGU alle quali sono allocate unproved mineral interest e altre CGU ritenute critiche per fattori qualitativi al fine di verificare l'impatto sulla recuperabilità dei valori d'iscrizione di eventuali aggiornamenti nelle proiezioni dei costi operativi e di sviluppo e nei profili delle riserve. Inoltre il test di impairment è stato rieseguito per: (i) le centrali di produzione di energia elettrica; (ii) la principale CGU del business raffinazione; (iii) tutte le CGU del business chimico, in considerazione dell'esposizione alla volatilità dello scenario prezzi/margini delle commodity. Gli asset selezionati hanno determinato una copertura di circa il 50% dell'attivo tangibile del Gruppo (esclusa Saipem).

Tenuto conto dell'aggiornamento dello scenario, la verifica ha sostanzialmente confermato i valori di libro delle CGU selezionate ad eccezione di alcune svalutazioni di modesta entità relative a proprietà oil&gas marginali (€49 milioni) e gli impianti power (€16 milioni). Inoltre, il miglioramento dei margini di

raffinazione e dei prodotti petrolchimici riscontrato nel semestre e nelle previsioni a breve termine non ha indotto il management a modificare la propria view sulle criticità strutturali di questi due business; pertanto, non è stata eseguita alcuna ripresa di valore di raffinerie e impianti petrolchimici svalutati in precedenti esercizi, mentre si è proceduto a svalutare gli investimenti di periodo di sicurezza e compliance eseguiti nel semestre su tali asset (pari rispettivamente a €48 milioni e €4 milioni).

I criteri adottati da Eni 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 2014 alla quale si rinvia (v. nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari del bilancio consolidato 2014). In particolare, in occasione della Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata 2015 il management ha mantenuto nel complesso invariata la stima del tasso di sconto post-tax da applicare ai flussi di cassa futuri delle CGU (pari al costo medio ponderato del capitale Eni, rettificato del rischio paese specifico nel quale si svolge l'attività - WACC adjusted) rispetto al bilancio 2014. Questa valutazione ha considerato la riduzione del rischio sovrano Italia riflessa negli yield previsti sui titoli di stato decennali a medio termine e la contrazione del costo del capitale di terzi in funzione dell'andamento aggiornato dei benchmark di riferimento unitamente al maggiore ricorso alla leva finanziaria, i cui effetti sono stati compensati dall'incremento del beta Eni. Per il solo settore Gas & Power è stata valutata una riduzione di 70 basis point grazie alle migliorate prospettive macroeconomiche della zona Euro riflesse nel minore rischio paese rispetto a quello medio del portafoglio Eni. I WACC applicati nella semestrale hanno valori compresi tra il 4,8% e il 6,9%.

Il management ha eseguito analisi di sensitività per valutare la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test. Considerata la volatilità dello scenario petrolifero e l'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la tenuta dell'headroom di un sottocampione delle proprietà oil&gas sottoposte a impairment test, selezionate sulla base della rilevanza del capitale investito e di un headroom inferiore al 10% del valore di libro, alla variazione del 10% del prezzo del Brent lineare su tutti gli anni di piano, fino all'esaurimento della vita utile delle riserve di idrocarburi a parità di condizioni operative. Tale stress test non ha evidenziato criticità. Infine per la CGU relativa al progetto Kashagan è stata verificata la tenuta dell'headroom all'ipotesi di ritardo nel restart della produzione, anche in questo caso senza conseguenze di rilievo sulla consistenza dell'headroom.

Per quanto riguarda il settore Ingegneria & Costruzioni, Saipem ha avviato un processo di revisione strategica (vedi il paragrafo "Andamento operativo – Ingegneria & Costruzioni – della relazione sulla gestione) in considerazione del deterioramento del quadro competitivo del settore oil service indotto dal debole scenario petrolifero che condiziona negativamente lo spending dei committenti. Nell'ambito di questo processo Saipem ha ritenuto di aggiornare gli esiti dell'impairment test per tutte le CGU utilizzando la stessa metodologia adottata per la relazione finanziaria annuale 2014. Il valore d'uso è stato determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte con un tasso di sconto pari al 5,9% in riduzione di 100 bp rispetto al bilancio 2014 per effetto della riduzione del beta specifico Saipem il cui effetto si cumula con il miglioramento dei parametri comuni con Eni (risk free, costo del debito ed aumento della leva finanziaria). Inoltre, in relazione al processo di revisione strategica, sono state rilevate svalutazioni di €211 milioni relative a basi logistiche e mezzi navali caratterizzati da ridotte prospettive di utilizzo.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €4.251 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €3.838 milioni, sterlina inglese per €185 milioni e corone norvegesi per €162 milioni.

Le altre variazioni di €93 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €144 milioni e, in diminuzione, cessioni di asset per un valore di libro di €63 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valori al 31.12.2014	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2015
Congo	1.214	(2)	103	1.315
Nigeria	823		70	893
Turkmenistan	524		45	569
Algeria	373		32	405
USA	123	(20)	11	114
Egitto	35	(6)	7	36
	3.092	(28)	268	3.332

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio liquidità.

11 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2014	Valore netto al 31.12.2014	Investimenti	Ammortamenti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2015	Valore lordo al 30.06.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2015
Attività immateriali a vita utile definita	9.477	8.029	1.448	484	(642)	25	11	1.326	10.112	8.786
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Goodwill			2.197			28		2.225		
			3.645	484	(642)	53	11	3.551		

Gli investimenti di €484 milioni (€772 milioni nel primo semestre 2014) comprendono i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production ammortizzati interamente nel periodo di sostenimento che ammontano a €441 milioni (€693 milioni nel primo semestre 2014) e bonus di firma per €6 milioni (€4 milioni nel primo semestre 2014) relativi all'acquisizione di nuovi acreage esplorativi nel Regno Unito e in Costa d'Avorio. Gli ammortamenti di €642 milioni (€941 milioni nel primo semestre 2014) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €78 milioni (€123 milioni nel primo semestre 2014).

Il saldo finale della voce goodwill di €2.225 milioni (€2.197 milioni al 31 dicembre 2014) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.362 milioni (€2.353 milioni al 31 dicembre 2014).

Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Gas & Power	1.025	1.025
Ingegneria & Costruzioni	747	748
Exploration & Production	323	350
Refining & Marketing	102	102
	2.197	2.225

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

Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
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 2015 non sono emersi impairment indicator. Per i criteri di valutazione di tale goodwill e le relative analisi di sensitività si rinvia alla nota n. 18 – Attività immateriali del bilancio consolidato 2014.

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 stand alone. Anche in questo caso non sono emersi impairment indicator.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	313	314
Altre	19	19
	747	748

Il goodwill di €748 milioni riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (€710 milioni), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. Per le stesse motivazioni che hanno suggerito di aggiornare il test di impairment relativamente alle immobilizzazioni materiali, Saipem ha condotto lo stesso esercizio relativamente alle due CGU alle quali è allocato un goodwill per aggiornarne il valore d'uso e quindi verificare la recuperabilità del valore di libro comprensivo del goodwill allocato. Per entrambe le CGU la verifica ha avuto esito positivo.

La determinazione del valore d'uso è stata fatta sulla base delle previsioni di utili e cash flow del piano quadriennale aziendale 2015-2018, modificato per riflettere l'aggiornamento dei risultati attesi per il 2015 e altri trend correnti di business. I flussi di cassa sono stati attualizzati al tasso di sconto del 5,9% (in riduzione di 100 b.p. rispetto al bilancio; v. la nota n. 10 – Immobili, impianti e macchinari).

Per la determinazione del valore terminale (oltre l'orizzonte di previsione esplicita dei flussi) è stato utilizzato un tasso di crescita perpetua, nullo in termini reali (invariato rispetto al 2014) per riflettere le aspettative di crescita a lungo termine nei business, applicato al flusso terminale normalizzato per tenere conto della ciclicità del business. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati equivalenti a quelli derivati da una valutazione con flussi di cassa e tassi di sconto ante imposte.

12 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.115	107	(8)	45	(43)		171	8	3.395
Altre partecipazioni	2.015	1	(42)			177	17	12	2.180
	5.130	108	(50)	45	(43)	177	188	20	5.575

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di €107 milioni riguardano gli aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Angola LNG Ltd (€67 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto del 13,6%); (ii) PetroJunin SA (€25 milioni) impegnata nello sviluppo di un giacimento a olio pesante in Venezuela.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di €45 milioni è riferita principalmente a PetroJunin SA (€34 milioni), a Eni BTC Ltd (€19 milioni), a United Gas Derivatives Co (€11 milioni), a Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (€8 milioni), a CARDÓN IV SA (€6 milioni) e, in diminuzione, ad Angola LNG Ltd (€18 milioni) e ad Unión Fenosa Gas SA (€11 milioni). La minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto di Angola LNG Ltd comprende costi di pre-produzione e costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione.

Il decremento per dividendi di €43 milioni è riferito principalmente a Unión Fenosa Gas SA (€13 milioni), a United Gas Derivatives Co (€12 milioni) e a Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (€8 milioni).

Le differenze di cambio da conversione di €188 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€184 milioni).

La valutazione al fair value per €177 milioni è riferita alle partecipazioni finanziarie in Galp Energia SGPS SA per €129 milioni e Snam SpA per €48 milioni. La valutazione al fair value è stata rilevata a conto economico in applicazione delle fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativa ad azioni a servizio di bond convertibili. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value con contropartita a conto economico delle opzioni implicite nei prestiti obbligazionari convertibili che hanno dato luogo alla rilevazione di un onere di €16 milioni che riflette in particolare l'apprezzamento del titolo Snam, mentre l'opzione su Galp continua a rimanere out-of-the-money. L'operazione di riacquisto di una parte del prestito obbligazionario convertibile in azioni Galp in mano ai bondholders (circa il 50% del valore nominale), che ha avuto settlement date il 4 giugno 2015, non ha alterato la classificazione di bilancio della corrispondente quota di azioni Galp.

Le altre partecipazioni di €2.180 milioni riguardano per €1.881 milioni le partecipazioni valutate al fair value Snam SpA e Galp Energia SGPS.

Al 30 giugno 2015 Eni possiede n. 288.683.602 azioni Snam SpA iscritte al prezzo di borsa di €4,268 per azione per complessivi €1.232 milioni di valore di libro, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016.

Al 30 giugno 2015 Eni possiede 61.680.259 azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA iscritte al prezzo di borsa di €10,52 per azione per complessivi €649 milioni di valore di libro, di cui 33.124.670 azioni sono al servizio del bond convertibile di circa €513 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2015 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2015" che costituisce parte integrante delle presenti note.

13 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	946	1.006
Titoli strumentali all'attività operativa	76	88
	1.022	1.094

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €160 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2014):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
Fondo svalutazione crediti finanziari	134	19	7	160

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.006 milioni (€946 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€658 milioni), Gas & Power (€175 milioni) e Refining & Marketing e Chimica (€79 milioni). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, joint venture e collegate per €233 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2014).

I titoli di €88 milioni (€76 milioni al 31 dicembre 2014) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €81 milioni da Stati Sovrani (€69 milioni al 31 dicembre 2014) e per €7 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2014). Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento 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 2015 al 2019	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	Baa1	A+
Polonia	3	2	3	4,20	2020	A2	A-
Slovenia	3	2	2	4,13	2020	Baa3	A-
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	13	13	13		dal 2015 al 2016	Baa2	BBB-
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Mozambico	4	4	4		dal 2015 al 2019	B1	B-
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
Totale Stati Sovrani	81	78	82				
Banca Europea per gli Investimenti	7	7	7		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	88	85	89				

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.045 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,1% e il 3,0% (0,2% e 2,7% al 31 dicembre 2014).

Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

14 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.265 milioni (€3.915 milioni al 31 dicembre 2014).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Incrementi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
	5.231	586	426	(592)	5.651

Le attività per imposte anticipate riguardano Eni SpA e le consociate Italia facenti parte del consolidato fiscale nazionale per €2.717 milioni (€2.929 milioni al 31 dicembre 2014) 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 2015 sono quelle adottate nel bilancio 2014.

Le passività per imposte differite sono indicate alla nota n. 22 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

15 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Attività per imposte correnti	1.223	1.246
Crediti per attività di disinvestimento	636	644
Altri crediti	153	66
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	196	156
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		3
Altre attività	565	455
	2.773	2.570

Le attività per imposte correnti di €1.246 milioni (€1.223 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €973 milioni crediti verso l'amministrazione finanziaria italiana (€958 milioni al 31 dicembre 2014) e per €273 milioni crediti verso amministrazioni finanziarie estere (€265 milioni al 31 dicembre 2014).

I crediti per attività di disinvestimento di €644 milioni (€636 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono: (i) il credito di €443 milioni (€401 milioni al 31 dicembre 2014) relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas 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 raggiungerà il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (ii) il credito residuo di €102 milioni (€123 milioni al 31 dicembre 2014) per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In

base all'accordo tra le parti il rimborso può avvenire anche in natura attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel primo semestre 2015 sono stati rimborsati €33 milioni (\$36 milioni) e sono in corso di finalizzazione accordi per il rimborso del residuo entro la fine dell'esercizio.

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 di €156 milioni (€196 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda 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, 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 copertura cash flow hedge di €3 milioni è riferito alle coperture del settore Gas & Power come descritto alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2016 è indicato alla nota n. 23 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2016 è indicato rispettivamente alle note n. 9 - Altre attività correnti e n. 19 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €455 milioni (€565 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €315 milioni (€395 milioni al 31 dicembre 2014) 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 allinearlo 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 2015 è stata rilevata una svalutazione di €16 milioni. Una parte del deferred cost è stata riclassificata nelle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare entro il 30 giugno 2016 (€62 milioni). 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. 35 - Rapporti con parti correlate.

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.926	4.022
Banche	435	678
Altri finanziatori	355	399
	2.716	5.099

L'incremento di €2.383 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto ad accensioni nette per €1.925 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €158 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €4.022 milioni (€1.926 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €2.027 milioni ed Eni Finance International SA per €1.995 milioni.

Al 30 giugno 2015 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.552 milioni (rispettivamente €41 milioni e €12.657 milioni al 31 dicembre 2014). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2015 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento ad eccezione di un finanziamento del settore Ingegneria & Costruzioni di €250 milioni, classificato al 31 dicembre 2014 tra le passività finanziarie a lungo termine, relativo a un accordo di finanziamento stipulato nell'esercizio 2014 che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati su dati economici e finanziari del bilancio consolidato Saipem. Il finanziamento è stato riclassificato tra le passività finanziarie a breve termine a seguito del valore negativo dell'EBITDA al 30 giugno 2015, che ha comportato il mancato rispetto di un indice finanziario che consentirebbe all'ente finanziatore di richiedere il rimborso del 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. 35 – Rapporti con parti correlate.

17 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Debiti commerciali	15.015	14.253
Acconti e anticipi	2.278	2.387
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.693	2.723
- altri debiti	3.717	3.784
	6.410	6.507
	23.703	23.147

Il decremento dei debiti commerciali di €762 milioni è riferito principalmente al settore Gas & Power (€1.087 milioni) e, in aumento, al settore Exploration & Production (€175 milioni).

Gli acconti e anticipi¹ di €2.387 milioni (€2.278 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano anticipi e acconti per lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni rispettivamente per €1.380 milioni e per €594 milioni (rispettivamente €1.314 milioni e €620 milioni al 31 dicembre 2014).

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. 35 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Imprese italiane	73	86
Imprese estere	461	509
	534	595

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

¹ Gli acconti per lavori in corso su ordinazione rappresentano il valore dei ricavi fatturati sulle commesse pluriennali che eccedono i corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori stessi; gli anticipi per lavori in corso su ordinazione rappresentano le anticipazioni contrattualmente pattuite e incassate dai clienti all'inizio del contratto e vengono recuperate progressivamente a scalare dalle fatture che saranno emesse al cliente stesso.

19 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	510	485
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	3.601	2.220
Altre passività	378	292
	4.489	2.997

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 di copertura cash flow hedge di €485 milioni (€510 milioni al 31 dicembre 2014) è riferito per €476 milioni a operazioni di copertura dei rischi cambio e prezzi su commodity del settore Gas & Power descritte alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2016 è indicato alla nota n. 9 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2016 è indicato rispettivamente alle note n. 23 - Altre passività non correnti e n. 15 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €2.220 milioni (€3.601 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda: (i) per €2.145 milioni (€3.600 milioni al 31 dicembre 2014) 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, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie e strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (ii) per €75 milioni l'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA; il valore dell'opzione è nulla per quanto riguarda il prestito obbligazionario residuo convertibile in azioni Galp Energia SGPS SA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine; (iii) per €1 milione al 31 dicembre 2014 strumenti finanziari derivati fair value hedge.

Le altre passività di €292 milioni (€378 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono gli anticipi di €19 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2014) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo ad Eni il diritto di take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro l'orizzonte temporale dei dodici mesi e la quota a breve termine di €77 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2014) 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. 23 - Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Passività non correnti

20 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)	31.12.2014			30.06.2015		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	2.536	236	2.772	3.188	251	3.439
Obbligazioni ordinarie	15.359	2.565	17.924	15.005	1.967	16.972
Obbligazioni convertibili	1.239	1.024	2.263		1.759	1.759
Altri finanziatori	182	34	216	153	38	191
	19.316	3.859	23.175	18.346	4.015	22.361

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.361 milioni (€23.175 milioni al 31 dicembre 2014) diminuiscono di €814 milioni per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €2.004 milioni e i rimborsi per €2.766 milioni nonché, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €218 milioni.

Gli altri finanziatori di €191 milioni (€216 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €27 milioni operazioni di leasing finanziario (€28 milioni al 31 dicembre 2014).

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 2014 e al 30 giugno 2015 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €2.314 milioni e a €2.233 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €16.972 milioni (€17.924 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €14.543 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.429 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	44	1.544	EUR	2019			4,125
Eni SpA	1.500	30	1.530	EUR	2016			5,000
Eni SpA	1.250	33	1.283	EUR	2017			4,750
Eni SpA	1.200	40	1.240	EUR	2025			3,750
Eni SpA	1.000	21	1.021	EUR	2023			3,250
Eni SpA	1.000	13	1.013	EUR	2020			4,250
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR	2018			3,500
Eni SpA	1.000	7	1.007	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	11	811	EUR	2021			2,625
Eni SpA	750	(3)	747	EUR	2019			3,750
Eni Finance International SA	633	11	644	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	190	1	191	YEN	2015	2037	1,655	2,810
Eni Finance International SA	89	2	91	USD	2015			4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR	2015			variabile
	14.323	220	14.543					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	32	1.141	EUR	2017			4,875
Eni SpA	403	2	405	USD	2020			4,150
Eni SpA	313		313	USD	2040			5,700
Eni SpA	215		215	EUR	2017			variabile
Eni USA Inc	358	(3)	355	USD	2027			7,300
	2.398	31	2.429					
	16.721	251	16.972					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.674 milioni e riguardano Eni SpA per €1.530 milioni ed Eni Finance International SA per €144 milioni. Nel corso del primo semestre 2015 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie da Eni SpA per €998 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari convertibili per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA	1.250	(2)	1.248	EUR	2016	0,625
Eni SpA	513	(2)	511	EUR	2015	0,250
	1.763	(4)	1.759			

Il prestito obbligazionario di €1.248 milioni del valore nominale di €1.250 milioni è convertibile in azioni ordinarie Snam SpA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 288,7 milioni di azioni Snam, corrispondenti all'8,25% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €4,33 per azione. Al 30 giugno 2015 l'opzione di conversione è out-of-the-money.

Il prestito obbligazionario di €511 milioni del valore nominale di €513 milioni è convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 33,1 milioni di azioni Galp, corrispondenti al 4% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50. Al 30 giugno 2015 l'opzione di conversione è out-of-the-money. Tale prestito obbligazionario è stato emesso nel 2012 per un importo nominale di €1.028 che è stato ridotto nel primo semestre 2015 per effetto di un'operazione di sollecitazione alla vendita rivolta ai bondholders da parte dell'emittente Eni. L'operazione ha consistito in una procedura d'asta competitiva, a seguito della quale Eni ha aderito all'offerta di vendita da parte dei bondholders per l'importo nominale complessivo di €514,9 milioni a fronte del pagamento per cassa. Il prezzo di acquisto delle obbligazioni validamente offerte è stato fissato in €100.400 per ogni €100.000 di valore nominale di tali obbligazioni. La data di regolamento è stata il 4 giugno 2015 in corrispondenza della quale sono stati corrisposti anche gli interessi maturati e non ancora versati sulle obbligazioni riacquistate. Le obbligazioni riacquistate sono state cancellate in conformità al relativo regolamento, mentre le obbligazioni che non sono state offerte in vendita e/o riacquistate rimarranno in circolazione e soggette al relativo regolamento.

I prestiti obbligazionari convertibili sono valutati al costo ammortizzato; le opzioni di conversione, implicite negli strumenti finanziari emessi, sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti i prestiti, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

Al 30 giugno 2015 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.469 milioni (€6.598 milioni al 31 dicembre 2014). 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 €15 miliardi; al 30 giugno 2015 il programma risulta utilizzato per €14,3 miliardi. Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €24.186 milioni (€25.364 milioni al 31 dicembre 2014) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Obbligazioni ordinarie	19.910	18.553
Obbligazioni convertibili	2.344	1.844
Banche	2.864	3.581
Altri finanziatori	246	208
	25.364	24.186

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 0,1% e il 3,0% (0,2% e 2,7% al 31 dicembre 2014).

Al 30 giugno 2015 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)	31.12.2014			30.06.2015		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614		6.614	5.466		5.466
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.024		5.024	5.038		5.038
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	13		13	16		16
D. Liquidità (A+B+C)	11.651		11.651	10.520		10.520
E. Crediti finanziari	555		555	463		463
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	435		435	678		678
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	236	2.536	2.772	251	3.188	3.439
H. Prestiti obbligazionari	3.589	16.598	20.187	3.726	15.005	18.731
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	181		181	215		215
L. Altre passività finanziarie a breve termine	2.100		2.100	4.206		4.206
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	34	182	216	38	153	191
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	6.575	19.316	25.891	9.114	18.346	27.460
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(5.631)	19.316	13.685	(1.869)	18.346	16.477

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.038 milioni (€5.024 milioni al 31 dicembre 2014) 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 €16 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2014) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €337 milioni (€320 milioni al 31 dicembre 2014) relativi per €249 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2014) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €463 milioni (€555 milioni al 31 dicembre 2014) sono a breve termine, non strumentali all'attività operativa e sono relativi a depositi presso le controparti di operazioni in strumenti finanziari derivati per €409 milioni. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €1.580 milioni (€1.262 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €1.080 milioni (€811 milioni al 31 dicembre 2014) concessi a società controllate non consolidate, a joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni e €407 milioni (€332 milioni al 31 dicembre 2014) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	9.465		191	146	(114)		513	(37)	10.164
Fondo rischi ambientali	2.811	132		(12)	(177)	(5)	1	(1)	2.749
Fondo rischi per contenziosi	1.335	315			(432)	(40)	55	(8)	1.225
Fondo per imposte	488	72		(1)	(78)		36	(28)	489
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	368	75			(85)			14	372
Fondo contratti onerosi	327			1	(50)		21		299
Fondo esodi agevolati	235	3		3	(5)	(15)			221
Fondo certificati verdi	226				(38)	(1)			187
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	167	12				(6)	3	2	178
Fondo rischi contrattuali	101	88			(26)		1		164
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	93	16			(20)		4		93
Fondo mutua assicurazione OIL	77	1			(2)	(1)	1	11	87
Altri fondi (*)	205	22			(60)	(10)	6	(4)	159
	15.898	736	191	137	(1.087)	(78)	641	(51)	16.387

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

Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri relativi al fondo rischi per contenziosi rispettivamente di €315 milioni e €432 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power in relazione alla revisione del prezzo di alcuni contratti di vendita gas di lungo termine anche nell'ambito di procedure arbitrali.

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.265 milioni (€3.915 milioni al 31 dicembre 2014).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2015
	7.847	(326)	835	(551)	7.805

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

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Passività per imposte differite	11.762	12.070
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.915)	(4.265)
	7.847	7.805
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.231)	(5.651)
Passività per imposte differite nette	2.616	2.154

23 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	143	70
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		48
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	5	5
Altri debiti	104	94
Altre passività	2.013	2.008
	2.285	2.245

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 di €70 milioni (€143 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda 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, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie (€84 milioni al 31 dicembre 2014). La componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA di €59 milioni al 31 dicembre 2014 è stata riclassificata nelle altre passività correnti.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €48 milioni è riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2016 è indicato alla nota n. 15 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2016 è indicato rispettivamente alle note n. 19 - Altre passività correnti e n. 9 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €2.008 milioni (€2.013 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €776 milioni (€812 milioni al 31 dicembre 2014) 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. 19 - Altre passività correnti; (ii) gli anticipi di €293 milioni (€281 milioni al 31 dicembre 2014) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €159 milioni e €53 milioni riguardano essenzialmente le società consolidate Eni Česká Republika Sro ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di commercializzazione retail di carburanti rispettivamente nella Repubblica Ceca e in Slovacchia. Le due società, in base all'accordo di compravendita stipulato nel maggio 2014 con operatori locali e a seguito del via libera da parte delle competenti autorità antitrust, saranno dismesse nel secondo semestre. I valori d'iscrizione di tali attività sono stati allineati al minore tra il valore di libro e il previsto prezzo di cessione e ammontano rispettivamente a €149 milioni (di cui attività correnti €45 milioni)

e €53 milioni (di cui passività correnti €48 milioni). Eni rimarrà attiva nei due Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete.

Le principali cessioni avvenute nel corso del primo semestre 2015 hanno riguardato: (i) la cessione del 100% della società Eni Romania Srl che opera nelle attività di Refining & Marketing in Romania; (ii) la cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC) attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca; (iii) la cessione del 20% (intera quota posseduta) delle partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA, società attive nella produzione di fertilizzanti in Venezuela; (iv) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 26 - Altre informazioni - Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario e n. 31 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

25 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle interesenze di terzi sono riferiti alle seguenti società:

(€ milioni)	Utile netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2014	2015	31.12.2014	30.06.2015
Saipem SpA	56	(538)	2.398	1.923
Altre	(99)	4	57	58
	(43)	(534)	2.455	1.981

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	30.06.2015
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(166)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	11	8
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(122)	(124)
Altre riserve	207	200
Riserva per differenze cambio da conversione	4.020	7.441
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	46.067	43.357
Acconto sul dividendo	(2.020)	
Utile netto	1.291	591
	59.754	61.891

Capitale sociale

Al 30 giugno 2015, 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 2014).

Il 13 maggio 2015, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,56 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2015, con data di stacco il 18 maggio 2015 e record date il 19 maggio 2015. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2014 ammonta perciò a €1,12.

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 2014	(384)	100	(284)	13	(2)	11	(154)	32	(122)	(525)	130	(395)
Variazione del periodo	57	(13)	44	(3)		(3)				54	(13)	41
Differenze cambio							(3)	1	(2)	(3)	1	(2)
Utilizzo a conto economico	101	(27)	74							101	(27)	74
Riserva al 30 giugno 2015	(226)	60	(166)	10	(2)	8	(157)	33	(124)	(373)	91	(282)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €8 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2014) è riferita alla valutazione al fair value di titoli.

La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €124 milioni (negativa per €122 milioni al 31 dicembre 2014), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €1 milione positivo (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve di €200 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- negative per €9 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €2 milioni al 31 dicembre 2014);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,97% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014).

26 **Altre informazioni****Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività correnti	96	
Attività non correnti	265	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(19)	
Passività correnti e non correnti	(291)	
Effetto netto degli investimenti	51	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(15)	
Totale prezzo di acquisto	36	
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		
Flusso di cassa degli investimenti	36	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti		7
Attività non correnti		19
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(17)
Passività correnti e non correnti		(6)
Effetto netto dei disinvestimenti		3
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		31
Totale prezzo di vendita		34
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		33

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

Gli investimenti del primo semestre 2014 riguardano l'acquisizione del 51% della Acam Clienti SpA e del 100% della Liverpool Bay Ltd.

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

L'ammontare delle garanzie non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2014.

Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2014 ad eccezione degli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito di progetti di sviluppo in Angola e in Ghana. Gli impegni ammontano complessivamente a circa €4,3 miliardi (\$4,8 miliardi) ed hanno una durata compresa tra i 12 e i 17 anni.

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 info-provider 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 tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2015 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2014) 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)	2014				I semestre 2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	4,42	1,29	2,05	2,49	5,95	2,45	3,68	5,95
Tasso di cambio ⁽¹⁾	0,23	0,03	0,09	0,12	0,36	0,05	0,12	0,12

⁽¹⁾ 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%)

(€ million)	2014				I semestre 2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ⁽¹⁾	44,20	4,02	21,46	4,02	61,91	22,32	35,60	28,64
Trading ⁽²⁾	5,57	0,46	3,04	0,87	2,31	0,53	1,43	1,32

⁽¹⁾ Il perimetro consiste nelle esposizioni commerciali originate dalle linee di business Midstream Gas & Power e Refining & Marketing e Chimica include Eni Trading & Shipping, Versalis e le rispettive consociate estere rilevanti. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna fisica nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

⁽²⁾ 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)

(€ million)	2014				I semestre 2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ⁽¹⁾	0,28	0,09	0,14	0,26	0,31	0,26	0,30	0,30

⁽¹⁾ 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 insolubilità 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, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (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 €15 miliardi; al 30 giugno 2015 il programma risulta utilizzato per €14,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A- per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; outlook stabile; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. 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. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel primo semestre 2015 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 30 giugno 2015, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.592 milioni di cui €40 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed non utilizzate, pari a €6.469 milioni, di cui €668 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

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
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	581	3.478	2.977	1.491	3.786	9.814	22.127
Passività finanziarie a breve termine	5.099						5.099
Passività per strumenti derivati	2.705	53	24	5	29	7	2.823
	8.385	3.531	3.001	1.496	3.815	9.821	30.049
Interessi su debiti finanziari	387	728	735	506	439	1.953	4.748
Garanzie finanziarie	171						171

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

(€ milioni)	Anni di scadenza		
	2015	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali	14.253		14.253
Altri debiti e anticipi	8.894	94	8.988
	23.147	94	23.241

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
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	422	605	513	421	353	1.722	4.036
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	148	258	347	361	224	16.156	17.494
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	240	251	198	288	210	568	1.755
Impegni di acquisto ^(d)	8.380	14.840	14.372	14.130	13.310	132.283	197.315
- Gas							
- Take-or-pay	6.903	13.141	12.758	12.989	12.266	127.231	185.288
- Ship or pay	985	1.267	1.192	942	850	3.652	8.888
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	65	122	109	101	99	435	931
- Altri impegni di acquisto ^(e)	427	310	313	98	95	965	2.208
Altri Impegni	3	3	3	3	2	115	129
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	115	129
	9.193	15.957	15.433	15.203	14.099	150.844	220.729

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, 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 €1.361 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €47,8 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.

Impegni per investimenti

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Impegni per investimenti committed	10.376	8.188	5.039	3.103	5.420	32.126

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
31.12.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.667	1.066	28.601
Altre attività correnti	7.639	3.254	4.385
Altre attività non correnti	3.329	556	2.773
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.769	1.066	23.703
Altre passività correnti	7.926	3.437	4.489
Altre passività non correnti	2.658	373	2.285
30.06.2015			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	28.673	542	28.131
Altre attività correnti	5.326	1.990	3.336
Altre attività non correnti	2.916	346	2.570
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.689	542	23.147
Altre passività correnti	4.987	1.990	2.997
Altre passività non correnti	2.591	346	2.245

La compensazione di attività e passività finanziarie di €2.878 milioni (€4.876 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda per €2.336 milioni (€3.810 milioni al 31 dicembre 2014) la compensazione di attività e passività per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA, per €462 milioni (€1.066 milioni al 31 dicembre 2014) la compensazione di crediti e debiti verso enti di stato del settore Exploration & Production e per €80 milioni la compensazione di crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc.

Informazioni sulla valutazione al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra, gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2015 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze - Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso del primo semestre 2015 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2014		30.06.2015	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	(5)	5.024		5.038	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(6)	257		265	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	(8)	34		34	
Strumenti finanziari derivati - Future	(9)	4		1	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(9)		41		34
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(9)		3.254		2.191
Attività non correnti					
Altre partecipazioni valutate al fair value	(12)	1.744		1.881	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(15)				3
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(15)		196		156
Passività correnti					
Strumenti finanziari derivati - Future	(19)	81			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(19)		510		485
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(19)		3.520		2.220
Passività non correnti					
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(23)				48
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(23)		143		70

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 sono descritti i procedimenti più significativi per i quali si sono verificati sviluppi di rilievo rispetto a quanto rappresentato nella Relazione finanziaria annuale 2014, compresi i nuovi procedimenti, nonché dei procedimenti definitivamente chiusi; 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) **Eni Divisione Gas & Power - sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato.

Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli enti territoriali. Concluso il dibattimento, in data 19 dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. Il P.M. ha proposto appello.

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

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già Enichem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito

danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di Enichem 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'udienza di discussione per la precisazione delle conclusioni si è tenuta il 2 maggio 2014. Il Giudice ha fissato termine per il deposito delle memorie conclusionali e per le repliche. In data 10 settembre 2014 la Corte di Appello ha emesso sentenza non definitiva, avente ad oggetto le questioni processuali sollevate dall'Avvocatura e sulle quali ha sostanzialmente dato ragione a Syndial. Con riguardo al merito, in pari data, la Corte d'Appello ha emesso Ordinanza con la quale ha convocato le parti per il 26 novembre 2014, al fine di ricevere chiarimenti sull'iter amministrativo.

La medesima Corte ha motivato l'Ordinanza sulla base di argomentazioni, relative al concetto di danno ambientale, più in linea con la posizione sostenuta da Syndial che non con quella sostenuta dall'Avvocatura di Stato.

In data 8 luglio 2015, la Corte di Appello ha emesso un'ordinanza istruttoria con la quale ha chiesto al CTU di ulteriormente approfondire quali siano gli interventi di riparazione (da ritenersi tale anche il ripristino naturale) da effettuare sulle aree esterne.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Fos Cavaou.** Con riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) ha avviato un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del contrattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%). Il cliente FOSMAX LNG richiede la condanna dell'appaltatore al pagamento di circa €264 milioni per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa €142 milioni sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave.

STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di FOSMAX LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal Cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 FOSMAX LNG ha depositato la "Memoire en demande". Di contro, STS ha depositato la propria "Memoire en defense" il 28 gennaio 2013, precisando in €338 milioni il valore della propria domanda riconvenzionale. Sulla base del lodo depositato dal collegio arbitrale il 13 febbraio 2015 FOSMAX LNG, il 30 aprile 2015 ha corrisposto a STS la somma, comprensiva di interessi, di €84.349.554,92. La quota di tale somma di spettanza di Saipem SA è pari al 50%.

Il 26 giugno 2015 FOSMAX LNG ha impugnato il lodo avanti il Consiglio di Stato francese, chiedendone l'annullamento sull'asserito presupposto che il collegio arbitrale avrebbe erroneamente applicato alla

materia il diritto privato in luogo del diritto pubblico. Entro 60 giorni dalla notifica STS potrà sottoporre le proprie osservazioni al Consiglio di Stato.

- (ii) **Corte di Cassazione - Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014 – azioni risarcitorie.** Con provvedimento del 18 giugno 2014 (delibera n. 18949) Consob ha deliberato di applicare a Saipem SpA la sanzione amministrativa pecuniaria di €80.000 in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del profit warning emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Saipem SpA il 28 luglio 2014 ha presentato ricorso alla Corte d'Appello di Milano per opporsi avverso la citata delibera. Con decreto depositato l'11 dicembre 2014 la Corte d'Appello di Milano ha rigettato l'opposizione proposta da Saipem. Saipem ha presentato ricorso in Cassazione avverso il decreto della Corte d'Appello di Milano. Il 28 aprile 2015, 64 investitori istituzionali - che affermano di avere investito in azioni Saipem dal 13 febbraio 2012 al 14 giugno 2013 - hanno notificato a Saipem SpA una citazione in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per chiedere la condanna della stessa al risarcimento di €174 milioni di asseriti danni.
- (iii) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debentrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di 1° grado emessa nel marzo del 2012 le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate dal Tribunale di Busto Arsizio. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello. La Corte d'Appello di Milano ha parzialmente riformato la sentenza di primo grado e ha condannato Eni a restituire delle somme alle compagnie aeree. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo rischi.

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

3.1. Antitrust

- (i) **Eni SpA - Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato su dichiarazione quota mercato all'ingrosso di gas.** Con provvedimento n. 25064 del 1° agosto 2014 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un'istruttoria nei confronti di Eni al fine di verificare la veridicità della attestazione depositata da Eni nel maggio 2014 ("Attestazione 2014") della quota di mercato all'ingrosso detenuta dalla società per attività ed operazioni aventi ad oggetto gas naturale – in osservanza di quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 130/2010 che fissa un valore-soglia detenibile da ciascun operatore del 55%. Nella Attestazione 2014 Eni aveva dichiarato una quota di poco inferiore a tale valore-soglia, pari al 54%. Nel calcolare la propria quota di mercato Eni ha ritenuto corretto scomputare alcune categorie di cessioni di gas. L'AGCM ha determinato una quota di mercato pari a 56%, decidendo tuttavia di non irrogare a Eni alcuna sanzione pecuniaria in quanto ha ritenuto la violazione "non grave" tenuto conto che nella Attestazione 2014 Eni aveva chiaramente dato evidenza della interpretazione adottata. Tale interpretazione, peraltro condivisa nel parere fornito dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del procedimento istruttorio, non è stata invece ritenuta condivisibile dall'AGCM. Eni ha impugnato il provvedimento finale dell'AGCM davanti al TAR Lazio, chiedendone l'annullamento.
- (ii) **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.

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

- (i) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria.

In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta.

Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto.

Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura.

In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risultava riunito ad altro filone di indagini (cd Iraq – Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan.

Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013.

In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia.

Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni, anche nei confronti del suo ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2008).

Nel corso del 2013 è stata, altresì, disposta dal GIP del Tribunale di Milano l'applicazione di misure cautelari personale nei confronti dell'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem.

Saipem fin da subito ha fornito piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria ed ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa. D'accordo con gli organi di controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della società e previa informativa alla Procura, ha

provveduto ad avviare verifiche interne. In particolare, con il supporto di consulenti esterni, è stata effettuata una verifica sui contratti oggetto dell'indagine ed una revisione mirata alla verifica della corretta applicazione delle procedure interne e di controllo inerenti all'anticorruzione e la prevenzione degli illeciti.

I risultati delle indagini interne sono stati depositati presso l'Autorità Giudiziaria e trasmessi ad Eni, per finalità di direzione e coordinamento della controllante.

Nel corso del 2013 il CdA di Saipem ha deliberato e intrapreso anche azioni legali, a tutela degli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi qualsiasi futura azione.

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 e Saipem una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algeria.

In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale, nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010.

Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento. All'esito, i consulenti incaricati hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza.

Il 5 febbraio 2015, il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem relativamente: (i) agli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle verifiche nell'ambito del presente procedimento penale, per i periodi di imposta 2008-2010; (ii) ai rapporti economici intrattenuti con imprese extra UE aventi regimi fiscali privilegiati, per il solo periodo di imposta 2010. Ad esito di tali verifiche il 14 aprile 2015 è stato notificato a Saipem un processo verbale di constatazione ("PVC"), nel quale sono ritenuti non deducibili costi per l'ammontare complessivo di circa €181 milioni. Saipem ha presentato le proprie osservazioni difensive e la richiesta di

archiviazione all'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti. Il 9 luglio 2015 l'Agenzia delle Entrate ha notificato a Saipem 4 avvisi di accertamento relativamente a imposte sul reddito, interessi e sanzioni per l'ammontare di circa €155 milioni. Saipem intende presentare ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale.

Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli indagati per i reati sopra indicati. Sono in corso le udienze preliminari.

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.

In Algeria sono state avviate indagini, sin dal 2010, che coinvolgono una società controllata da Saipem (Saipem Contracting Algérie SpA). Alcuni conti correnti in valuta locale di tale società relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria sono stati bloccati, per un saldo totale equivalente a circa €90 milioni ai cambi correnti.

Nel corso del 2012 si è avuta conoscenza che l'indagine concerne un'ipotesi di reato relativa ad un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Nel gennaio 2013, la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. A seguito del ricorso, nell'ottobre 2014, anche la Corte Suprema algerina ha rigettato la richiesta di sblocco.

Il processo dinnanzi al Tribunale, allo stato pendente, potrà avere esito nel corso del 2015.

L'autorità giudiziaria algerina sta svolgendo indagini anche nei confronti della capogruppo italiana Saipem in merito a presunti fatti di corruzione.

- (ii) 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. Il report emesso dai legali americani è stato messo a disposizione delle autorità giudiziarie in ottica di trasparenza e cooperazione.

Il termine di scadenza delle indagini è stato prorogato di sei mesi.

- (iii) **Marine XII (Congo).** In data 9 luglio 2015 Eni ha ricevuto la notifica di un "sub-poena" presso la sede di New York. Si tratta di una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice degli USA in vista di un'audizione di un rappresentante di Eni in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e a rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società indicate nell'atto. Dai primi contatti informali intercorsi con l'autorità da parte dei legali americani incaricati da Eni, l'atto si inserirebbe in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze, nell'ambito del quale Eni ha il ruolo di testimone e - potenzialmente - di soggetto danneggiato.

È stata attivata la raccolta della documentazione rispondente alle richieste dell'autorità, per la successiva produzione.

- (iv) **Eni S.p.A. 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.

5. Contenziosi fiscali

Estero

- (i) **Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana contesta a Lasmo Sanga Sanga Limited, società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuta applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a \$148 milioni per maggiori imposte e interessi relativi agli esercizi fiscali 2002-2010. L'accantonamento al fondo rischi al 30 giugno 2015 è stato adeguato rispetto al bilancio 2014 in considerazione della valutazione da parte del management di una maggiore probabilità di soccombenza.

6. Contenziosi chiusi

- (i) **Kashagan.** Il 7 marzo 2014, il Dipartimento Ambiente Regione Atyrau ("ARED") ha avviato una serie di azioni civili nei confronti del consorzio di sviluppo del giacimento Kashagan. Tali procedimenti si riferiscono ad emissioni avvenute durante il gas flaring che si è verificato in fase di avvio delle attività di produzione e che avrebbero portato a violazioni delle leggi ambientali e a danni ambientali. L'importo complessivo del claim ammonta a circa \$730 milioni (134 miliardi di Tenge), circa \$123 milioni (22,5 miliardi di Tenge) in quota Eni. Il consorzio del progetto Kashagan contesta le pretese di ARED. Nel 2014 il consorzio ha pagato una quota del claim pari a \$55 milioni (8,5 miliardi di Tenge), circa \$9 milioni (1,4 miliardi di Tenge) in quota Eni e iniziato azioni legali presso le corti kazake per chiedere la riduzione del claim. Anche alla luce di quanto concordato tra la Repubblica del Kazakistan e il consorzio nell'ambito del Settlement Agreement del dicembre 2014, e la sua successiva implementazione, l'ammontare del claim è stato ridotto a \$38 milioni (7 miliardi di Tenge), circa \$6,4 milioni (circa 1,2 miliardi di Tenge) in quota Eni, pertanto non superando quanto già pagato nel 2014. La differenza tra quanto pagato nel 2014 e quanto determinato a seguito dell'implementazione del Settlement Agreement sarà trattenuta dalla Repubblica del Kazakistan a titolo di anticipo di production bonus.

28 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 2014	I semestre 2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	55.736	45.954
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	820	25
	56.556	45.979

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

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Accise	5.998	5.735
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	813	575
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.232	3.138
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	909	831
	9.952	10.279

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di €45.954 milioni (€55.736 milioni nel primo semestre 2014) riguardano per €4.654 milioni (€4.669 milioni nel primo semestre 2014) ricavi di commessa del settore Ingegneria & Costruzioni (Saipem) e comprendono corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione (change orders e claims). L'importo cumulato, cioè prodotto anche in esercizi precedenti, dei corrispettivi aggiuntivi (change order e claims) al 30 giugno 2015, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, ammonta a €552 milioni, in riduzione di €249 milioni rispetto al 31 dicembre 2014. La riduzione è dovuta all'effetto negativo dell'adeguamento di valore su limitati e definiti progetti in considerazione dell'irrigidimento nelle negoziazioni con i committenti per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione dei progetti, nonché a causa del mutato approccio negoziale adottato per la definizione di specifiche posizioni. Inoltre, la valutazione dei lavori in corso di ordinazione al 30 giugno 2015 è stata influenzata dai ritardi o cancellazione di progetti già in corso di esecuzione. Le valutazioni dei progetti con posizioni di corrispettivi aggiuntivi superiori a €50 milioni sono state supportate anche da pareri tecnico-legali di consulenti esterni.

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 34 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

29 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

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	32.551	24.238
Costi per servizi	8.499	8.907
Costi per godimento di beni di terzi	1.906	1.813
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	146	326
Altri oneri	462	599
	43.564	35.883
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(218)	(131)
	43.346	35.752

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €1 milione (stesso ammontare nel primo semestre 2014).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €326 milioni (€146 milioni nel primo semestre 2014) riguardano, in particolare, il fondo rischi ambientali per €127 milioni (€78 milioni nel primo semestre 2014) e il fondo rischi contrattuali per €88 milioni (€11 milioni nel primo semestre 2014). Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 34 – Informazioni per settore di attività.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Costo lavoro	2.832	2.935
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(116)	(121)
	2.716	2.814

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 2014		I semestre 2015	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	1.467	18	1.455	16
Quadri	13.727	73	13.951	112
Impiegati	40.102	357	39.988	378
Operai	27.848	297	26.459	300
	83.144	745	81.853	806

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

Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(12)	(9)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	415	(289)
	403	(298)

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

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €12 milioni di oneri netti (proventi netti per €117 milioni nel primo semestre 2014); (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 €244 milioni di oneri netti (proventi netti per €298 milioni nel primo semestre 2014); (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 €33 milioni di oneri.

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Ammortamenti	4.814	5.503
Svalutazioni	381	353
a dedurre:		
- rivalutazioni	(3)	(2)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(3)
	5.188	5.851

Gli ammortamenti delle proprietà oil&gas sono stati calcolati sulla base del metodo dello unit-of-production assumendo quale denominatore del rapporto la stima delle riserve certe sviluppate del bilancio 2014 che incorporava il prezzo di riferimento del Brent di 101 \$/barile. Per maggiori informazioni si rinvia alla relazione sulla gestione – fattori di rischio – rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 34 – Informazioni per settore di attività.

30 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.361	6.401
Oneri finanziari	(3.837)	(6.892)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	16	17
	(460)	(474)
Strumenti finanziari derivati	(33)	(108)
	(493)	(582)

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

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(377)	(385)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(83)	(82)
Interessi attivi verso banche	13	15
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	16
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	16	17
	(417)	(419)
Differenze attive (passive) di cambio		
Differenze attive di cambio	3.234	6.254
Differenze passive di cambio	(3.220)	(6.294)
	14	(40)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	77	89
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	34	56
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(138)	(137)
Altri proventi (oneri) finanziari	(30)	(23)
	(57)	(15)
	(460)	(474)

(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 2014	I semestre 2015
Strumenti finanziari derivati su valute	(54)	(112)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	31	20
Opzioni	(10)	(16)
	(33)	(108)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €108 milioni (oneri netti di €33 milioni nel primo semestre 2014) 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, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie. 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 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.

Gli oneri su opzioni di €16 milioni (oneri netti per €10 milioni nel primo semestre 2014) riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite nel bond convertibile in azioni Snam SpA (oneri per €22 milioni nel primo semestre 2014); la valutazione al fair value delle opzioni implicite nel bond convertibile in azioni Galp Energia SGPS SA non produce effetti a conto economico (proventi per €12 milioni nel primo semestre 2014). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - 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. 35 - Rapporti con parti correlate.

31 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	156	88
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(39)	(43)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(6)	(11)
	111	34

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 34 - Informazioni per settore di attività.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Dividendi	174	223
Plusvalenze nette da vendite	99	15
Altri proventi (oneri) netti	237	182
	510	420

I dividendi di €223 milioni (€174 milioni nel primo semestre 2014) riguardano la Nigeria LNG Ltd per €92 milioni (€80 milioni nel primo semestre 2014), la Snam SpA per €72 milioni (€43 milioni nel primo semestre 2014) e la Galp Energia SGPS SA per €11 milioni (€10 milioni nel primo semestre 2014).

Le plusvalenze nette da vendite di €15 milioni riguardano: (i) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (ii) la plusvalenza di €13 milioni relativa alla cessione del 20% (intera quota posseduta) di Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e di Fertilizantes Nitrogenados de Oriente 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. Le plusvalenze nette da vendite del primo semestre 2014 di €99 milioni riguardavano per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value.

Gli altri proventi netti di €182 milioni (€237 milioni nel primo semestre 2014) comprendono 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 (€97 milioni nel primo semestre 2014) e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per €48 milioni (€96 milioni nel primo semestre 2014) per le quali è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 12 – Partecipazioni.

32 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Imposte correnti:		
-imprese italiane	149	80
-imprese estere	3.617	2.592
	3.766	2.672
Imposte differite e anticipate nette:		
-imprese italiane	64	(225)
-imprese estere	281	(687)
	345	(912)
	4.111	1.760

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 96,9% (68,2% nel primo semestre 2014) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 34,5% (33,1% nel primo semestre 2014) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 27,5% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (3,5% nel primo semestre 2014) (IRAP) al valore netto della produzione. La differenza tra il tax rate teorico e il tax rate effettivo deriva essenzialmente dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production, parzialmente compensata dal rigiro delle imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale nel Regno Unito, e dalla mancata valorizzazione fiscale degli oneri rilevati dal settore Ingegneria & Costruzioni.

33 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.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.614.997.939 e di 3.601.140.133 rispettivamente nel primo semestre 2014 e 2015.

L'utile per azione diluito 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, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 30 giugno 2014 e 2015 non ci sono azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione e, pertanto, il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile semplice coincide con il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile diluito.

	I semestre 2014	I semestre 2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito	3.614.997.939	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni) 1.961	591
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione) 0,54	0,16

34 Informazioni per settore di attività

La segment information dell'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.

Dal 1° gennaio 2015 la segment information è stata modificata con la finalità di allineare i reportable segment dell'Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management. Le principali variazioni rispetto alla precedente articolazione della segment information hanno riguardato:

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore Gas & Power, coerentemente con la struttura organizzativa definita. In precedenza tale attività erano riportate nel segmento Refining & Marketing nella logica di rappresentare i risultati per filiera di commodity. Nel 2014 l'attività oggetto di trasferimento ha registrato circa €50 miliardi di ricavi e una perdita operativa reported di €122 milioni;
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis ed Refining & Marketing, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili e della comparabilità dei prodotti e dei processi produttivi gestiti dei due business;
- i precedenti segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" sono stati accorpati in quanto residuali, al fine di ridurre il numero dei reportable segment in linea con la segment information adottata dai principali player O&G.

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

Al 30 giugno 2015 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 dell'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, riportati distintamente nei precedenti reporting periods.

Ingegneria & Costruzioni: Eni attraverso la controllata Saipem, quotata alla borsa di Milano (quota Eni 43,11%) è attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti e infrastrutture per l'industria oil&gas e nella fornitura di servizi di perforazione e altri oilfield services;

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.

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per segmento operativo relative all'esercizio 2014 e al primo semestre 2014 rieste in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni.

Informazioni pubblicate nel 2014

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Utili interni	Elisioni	Totale
I semestre 2014										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	14.802	14.782	28.686	2.804	5.966	671	34	(31)	(11.158)	56.556
Risultato operativo	6.221	653	(623)	(286)	291	(143)	(145)	(67)		5.901
Esercizio 2014										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378	78	54	(22.711)	109.847
Risultato operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398		7.917
Attività direttamente attribuibili	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042	258	(486)		115.792

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

Informazioni rieste

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Utili interni	Elisioni	Totale
I semestre 2014								
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	14.802	37.941	14.455	5.966	691	(31)	(17.268)	56.556
Risultato operativo	6.221	592	(848)	291	(288)	(67)		5.901
Esercizio 2014								
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	28.488	73.434	28.994	12.873	1.429	54	(35.425)	109.847
Risultato operativo	10.766	64	(2.811)	18	(518)	398		7.917
Attività direttamente attribuibili	68.113	19.342	13.313	14.210	1.300	(486)		115.792

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

Le informazioni complete per i nuovi settori di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale
I semestre 2014							
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	14.802	37.941	14.455	5.966	691	(31)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.286)	(7.007)	(901)	(460)	(614)		
Ricavi da terzi	6.516	30.934	13.554	5.506	77	(31)	56.556
Risultato operativo	6.221	592	(848)	291	(288)	(67)	5.901
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	11	(10)	50	18	90	(13)	146
Ammortamenti e svalutazioni	4.261	165	374	362	38	(12)	5.188
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	57	35	4	15			111
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.688	75	354	329	53	25	5.524
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
Risultato operativo	2.769	213	219	(788)	(286)	(182)	1.945
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	12	2	83	93	152	(16)	326
Ammortamenti e svalutazioni	4.742	193	295	593	41	(13)	5.851
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	44	3	(2)	(10)	(1)		34
Investimenti in attività materiali e immateriali	5.795	44	255	268	15	(140)	6.237

^(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 2014							
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.113	19.342	13.313	14.210	1.300	(486)	115.792
Attività non direttamente attribuibili							30.415
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.959	772	228	120	36		3.115
Passività direttamente attribuibili ^(c)	19.152	12.141	4.093	6.171	3.903	(165)	45.295
Passività non direttamente attribuibili							38.703
30 giugno 2015							
Attività direttamente attribuibili ^(b)	74.497	16.817	13.267	14.251	1.157	(800)	119.189
Attività non direttamente attribuibili							29.180
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.259	744	232	124	36		3.395
Passività direttamente attribuibili ^(c)	19.991	11.519	4.550	6.362	4.021	(292)	46.151
Passività non direttamente attribuibili							38.346

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

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

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

35 Rapporti con parti correlate

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

- (a) 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;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV 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, regolati alle condizioni di mercato, riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €6 milioni e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni;
- (d) 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 e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

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 2015" 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	31.12.2014			I semestre 2014						
	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	2	60				74				
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	23	12	6.122						1	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	120	152				68			69	
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH							113		4	1
InAgip doo	52	11				27		1	6	
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	233		627	130	8			11	
KWANDA - Suporte Logistico Lda	68	15				1	3		4	
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		13	143				4	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	32	375				274			42	
Petromar Lda	93	4	21			1			31	
South Stream Transport BV									258	1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1						83		
Unión Fenosa Gas SA			57			1	1			
Altre (*)	122	67		8	81		52	36	11	
	668	988	6.200	648	800	12	249	466	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV						179	6		90	2
Eni BTC Ltd			167							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	61	1	10						2	
Altre (*)	13	52	1		5		3			
	74	53	178		184	6	3	92	2	
	742	1.041	6.378	648	984	18	252	558	15	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	156	122			461		80	90		138
Gruppo Snam	147	585	7	14	991	3	178	34	3	9
GSE - Gestore Servizi Energetici	88	124		254		26	63	9	1	
Gruppo Tema	33	65		40	79	3	74	14	9	3
Altre (*)	44	93		3	37	1	23			
	468	989	7	311	1.568	33	418	147	13	150
Fondi pensione e fondazioni		2			2	19				
Totale	1.210	2.032	6.385	959	2.554	70	670	705	28	150

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

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2015			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	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	2	60			101					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	17	8	6.122							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	58	104						81		
Karachaganak Petroleum Operating BV	56	234		410	188	3		2		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	68	12			2			4		
Mellitah Oil & Gas BV	19	78		23	193					
Petrobrel Belayim Petroleum Co	26	316			715			28		
Petromar Lda	113	3	19					29		
Unión Fenosa Gas SA	1		57							(23)
Altre (*)	215	52	1	11	108		33	58	15	(2)
	575	867	6.199	444	1.307	3	33	202	15	(25)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			181							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	63	1	10					1		
Altre (*)	19	30	14		3		2	3		
	82	31	205		3		2	4		
	657	898	6.404	444	1.310	3	35	206	15	(25)
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	111	142			595		173	73		40
Gruppo Snam	169	355	5	51	1.089	3	144	27		
GSE - Gestore Servizi Energetici	57	84		229	1	11	201	20	1	
Gruppo Terna	36	56		52	67	6	48	6	4	6
Altre (*)	8	42		1	36		17	1	1	
	381	679	5	333	1.788	20	583	127	6	46
Fondi pensione e fondazioni		2			2	25				
Totale	1.038	1.579	6.409	777	3.100	48	618	333	21	21

(*) 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 e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte del settore Gas & Power; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda e, limitatamente alla Petromar Lda, le garanzie rilasciate per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- 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 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;

- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari 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 €19 milioni;
- i contributi erogati a Eni Foundation per €6 milioni e alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

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

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			I semestre 2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	621				11
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrica SpA	200				5
Société Centrale Electrique du Congo SA	84		2		
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre (*)	84	13	19	18	2
	989	103	171	18	18
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	68	73	2		1
	68	73	2		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)		5			
		5			
Totale	1.057	181	173	18	19

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

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2015			I semestre 2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	876				28
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		2
Matrica SpA	210				14
Société Centrale Electrique du Congo SA	91		2		
Unión Fenosa Gas SA		97			
Altre (*)	76	12	20	28	3
	1.253	109	172	28	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	65	104	2		
	65	104	2		
Imprese controllate dallo Stato					
Altre (*)		2			
		2			
Totale	1.318	215	174	28	47

(*) 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 a CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- 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 Unión Fenosa Gas SA.

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)

	31.12.2014			30.06.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	1.973	6,90	28.131	2.090	7,43
Altre attività correnti	4.385	43	0,98	3.336	20	0,60
Altre attività finanziarie non correnti	1.022	239	23,39	1.094	233	21,30
Altre attività non correnti	2.773	12	0,43	2.570	13	0,51
Passività finanziarie a breve termine	2.716	181	6,66	5.099	215	4,22
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	1.954	8,24	23.147	1.527	6,60
Altre passività correnti	4.489	58	1,29	2.997	32	1,07
Altre passività non correnti	2.285	20	0,88	2.245	20	0,89

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

(€ milioni)

	I semestre 2014			I semestre 2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	56.556	1.375	2,43	45.979	951	2,07
Altri ricavi e proventi	192	28	14,58	681	21	3,08
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	43.346	3.564	8,22	35.752	3.906	10,93
Costo lavoro	2.716	19	0,70	2.814	19	0,68
Altri proventi (oneri) operativi	403	150	37,22	(298)	21	..
Proventi finanziari	3.361	19	0,57	6.401	47	0,73
Oneri finanziari	(3.837)	(18)	0,47	(6.892)	(28)	0,41

Le operazioni con parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

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

(€ milioni)	I semestre 2014	I semestre 2015
Ricavi e proventi	1.403	972
Costi e oneri	(3.046)	(3.041)
Altri proventi (oneri) operativi	150	21
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(307)	(152)
Interessi	19	19
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.781)	(2.181)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(537)	(884)
Variazione debiti/crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	11	(166)
Variazione crediti finanziari	42	(186)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(484)	(1.236)
Variazione debiti finanziari	(17)	24
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(17)	24
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(2.282)	(3.393)

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

(€ milioni)	I semestre 2014			I semestre 2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.740	(1.781)	..	5.678	(2.181)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.758)	(484)	17,55	(6.052)	(1.236)	20,42
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.887)	(17)	0,90	(856)	24	..

36 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2014 e 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel primo semestre 2014 e 2015 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 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.

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 2015, nel corso del primo semestre 2015.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 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 2015:
 - 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.

29 luglio 2015

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial and Risk Management Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A. Tel: +39 06 324751
Via Po, 32 Fax: +39 06 32475504
00198 Roma 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 del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni") al 30 giugno 2015. 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

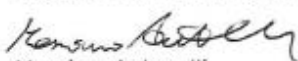
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale 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 2015 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, 7 agosto 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.492.500,00 i.v.
Inscribed in the Register of Companies of the C.C.I.A.A. of Rome
Codice Fiscale e numero di iscrizione: 02434000584
PIVA 02891232003
iscritto all'Albo Revisori Contabili n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 11 - 02 Serie Speciale del 17/01/1998
iscritto all'Albo Società di Revisione
Consiglio di amministrazione: 7 delibera n. 10833 del 16/27/1997
A member firm of Ernst & Young Global Limited



Allegati al bilancio semestrale abbreviato

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2015

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2015

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 2015, 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 2015 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	37	210	247						
Imprese consolidate joint operation				9	6	15			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	6	33	39	27	64	91			
Valutate con il metodo del costo	5	8	13	6	30	36	5	25	30
Valutate con il metodo del fair value							1	1	2
	11	41	52	33	94	127	6	26	32
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		1	1						
Possedute da imprese a controllo congiunto					17	17			
		1	1		17	17			
Totale imprese	48	252	300	42	117	159	6	26	32

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

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

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

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2. Inoltre, ai sensi dell'art. 167 del TUIR, così come modificato dalla Legge n. 190 del 2014 si considerano in ogni caso privilegiati i regimi fiscali speciali che consentono un livello di tassazione inferiore al 50 per cento di quello applicato in Italia, ancorché previsti da Stati o territori che applicano un regime generale di imposizione non inferiore al 50 per cento di quello applicato in Italia. Con Provvedimento del Direttore dell'Agenzia delle Entrate verrà fornito un elenco non tassativo dei regimi fiscali speciali. Al 30 giugno 2015 Eni controlla 9 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori che applicano un regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto e dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili e quindi 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 oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte. Delle 9 società, 7 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2014 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young. Al 30 giugno 2015 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 3 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto e dall'art. 167 del TUIR, di cui 2 sono soggette a imposizione in Italia, e quindi incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, perché beneficiano di tali regimi, 1 non è soggetta ad imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate, in considerazione all'effettività dell'attività industriale e commerciali svolta. Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e al trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

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	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera 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.
Venezia Tecnologie SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	150.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

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

(#)[#] 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 Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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	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 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 (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	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 (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) 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.

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

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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 Int. NA NV Sàrl Eni International BV	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	2.003	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación 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	1.579.800.000	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	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Galal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	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, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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.
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	George Town (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	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)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ivory Coast Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	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 Mali 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 Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

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	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	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 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 Lic	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd (in liquidazione)	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	Papua Nuova Guinea	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Polska sp.zo.o. (in liquidazione)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	4.155.000	Eni International BV	100,00		C.o.
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		P.N.
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	10.000.000.000	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.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni South Salawati Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK 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 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 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 US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,97 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 Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor 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, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
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.
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.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd^(**)	Vadodara (India)	India	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	India	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.
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 Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. 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 Soc. Ionica Gas 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, F.V. = valutazione al fair value.

(**) La società è controllata di fatto dall'Eni per effetto dell'ampia diffusione dell'azionariato di minoranza.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: 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	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	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.
Est Più SpA	Gorizia	Italia	EUR	7.100.000	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 Bombole Metano SpA	Roma	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.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
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	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	413.248.823,14	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	5.494.500	Eni Gas & Power NV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scotat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA Eni Gas & Power NV Trans Tunis. P. Co 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-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	Tigáz Zrt	100,00	98,04	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Soci Terzi	97,88 ^(a) 0,16 1,96	98,04	C.I.

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

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 98,04
Soci Terzi 1,96

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 Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno (in liquidazione)	Stagno (LI)	Italia	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	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	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 Lubrificantes 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 Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	359.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	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 Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budaörs (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.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
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 Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	3.795.528,29	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	Slovacchia	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	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.
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, F.V. = valutazione al fair value.

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	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
---	--------------------------	--------	-----	---------	---	--	--	------

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	Francia	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	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	Eni Chem. Trad. Co Ltd	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, F.V. = valutazione al fair value.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem SpA ^(#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 ^(a) 0,44 56,65	43,11	C.I.

In Italia

Denuke Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	55,00 45,00	23,71	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Smacemex Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	Algeria	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,07	C.I.

All'estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Boscongo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.597.805.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Global Petroprojects Services AG	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	Norvegia	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USA	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,11	C.I.
North Caspian Service Co Llp	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	Perù	PEN	762.729.045	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	99,99 (..)	43,11	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	Indonesia	USD	152.778.100	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,11	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda	Luanda (Angola)	Angola	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.

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

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

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,11
Soci Terzi 56,89

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Saigut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 [..]	43,11	C.I.
Saimep Limitada	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	70.000.000	Saipem SA Saipem Intern. BV	99,98 0,02	43,11	C.I.
Saimexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	1.528.188.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 [..]	43,11	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	Cina	USD	1.750.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	Canada	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting Algeria SpA	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA	99,99 [..]	43,11	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV ⁽¹⁸⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,23	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.154.796.299	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,11	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	Uganda	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Saipem India Projects Private Ltd	Chennai (India)	India	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	80.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	Libia	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,11	C.I.
Saipem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 [..]	43,11	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94 ^(a) 58,06	17,84	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.

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

(18) La società ha una filiale a Sharjah, Emirati Arabi, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito è soggetto a tassazione in Italia.

(a) Quota di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38
Soci Terzi 58,62

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	Egitto	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,11	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,55	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical (Portogallo)	Portogallo	EUR	299.278.738,24	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	26.488.694,96	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	EUR	106.060,61	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,11	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Iraq)	Iraq	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Sigurd Rück AG	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	70,00 30,00	30,18	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.151,20	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.900	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	Malta	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,68	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	203.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	Romania	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,11	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.267.142,80	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,11	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,11	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	Australia	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.

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

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi 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	48,82	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	3.475.036.000	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	100.000.000	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, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	421.947.684,55	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	Assemmini (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, F.V. = valutazione al fair value.

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	J.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	J.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	11.370.085.779	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 Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	USD	40.000	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 Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Company ^(†)	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		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.
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.
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 Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Llc Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	Ucraina	UAH	457.860.000	Zagoryanska P BV	100,00		
Llc Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	Ucraina	UAH	354.965.000	Pokrovskoe P BV	100,00		

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(6) Partecipazione non considerata di collegamento ex art. 168 TUIR data la percentuale di possesso inferiore al 20%.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Llc '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.
Petrobel Belayim 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	190.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.150.100.000	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.
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.
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 Permès 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	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors LLP ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.445	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 Derivatives 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.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Zetah Noubi Ltd ⁽⁸⁾	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, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Termica Milazzo Srl	Milano	Italia	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Transmed SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE^(†)	Larissa (Grecia)	Grecia	EUR	72.759.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	193.550.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
GreenStream BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	294.272	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd^{(†) (19)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság^(†)	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 [..]		

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(19) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	1.060.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
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, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Depositi Costieri Trieste SpA^(†)	Trieste	Italia	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		C.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	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Petroven Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA^(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Servizi Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.

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

(†) 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 ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA	San Vittore (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.800.000	City Carbuoil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.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.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	8.694.844,47	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranéé Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Prague Fuelling Services Sro^(†)	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	39.984.000	Eni Česká R. Sro Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,85	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

[a] Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(†)	Novara	Italia	EUR	400.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	81,59 18,41		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	25.600.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,16 4,38 62,46		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	87.200.010.000	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, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
ASG Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
Baltica Scarl^(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,69	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,69	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio F.S.B.^(†)	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Sapro^(†)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	10.329,14	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Modena Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	Italia	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Ship Recycling Scarl^(†)	Genova	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00	21,99	J.O.

All'estero

O2 PEARL Snc^(†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CCS Netherlands BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	300.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda^(†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&AWI^(†)	Doha (Qatar)	Qatar	QAR	500.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
CSC Japan Godo Kaisha	Yokohama (Giappone)	Giappone	JPY	3.000.000	CCS Netherlands BV	100,00		
CSFLNG Netherlands BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	600.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Victoria Island (Nigeria)	Nigeria	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda^(†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd^(†)	Mumbai (India)	India	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logístico Lda⁽²³⁾	Luanda (Angola)	Angola	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 ^(a) 51,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

[23] Localizzata in uno dei paesi che applicano regimi fiscali speciali di cui all'art. 167, comma 4 del TUIR: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

[a] Quota di Controllo: Saipem SA 40,00
Soci Terzi 60,00

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda^(†)	Luanda (Angola)	Angola	USD	357.142,85	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	Francia	EUR	5.263.495	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	22,04 77,96		P.N.
Saidel Ltd^(†)	Victoria Island, Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	236.650.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Dangote E&C Ltd^(†)	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	100.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipon Snc^(†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	J.O.
Sairus Lic^(†)	Krasnodar (Russia)	Russia	RUB	83.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
S.B.K. BALTICA Società Consortile a Responsabilita Limitata Sp.K.^(†)	Danzica (Polonia)	Polonia	PLN	10.000	Saipem SpA BALTICA Scarl Soci Terzi	49,00 2,00 49,00		C.o.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée^(†)	Anjra (Marocco)	Marocco	EUR	33.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd^(†)	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc^(†)	Parigi (Francia)	Francia	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda^{(†)(22)}	Soyo (Angola)	Angola	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV^(†)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Camerun	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	Portogallo	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS^(†)	Guyancourt (Francia)	Marocco	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSGI Muhendislik Insaat Limited Sirketi^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	600.000	Saipem Ing y C. SLU Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
XODUS SUBSEA LIMITED^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000.000	Saipem Intern. BV 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, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(22) Assoggettata a regime fiscale speciale di cui all'art. 167, comma 4 del TUIR: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Corporate e Altre attività

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Cengio Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Genova	Italia	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.

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

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

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

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	1.085.868.353	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 Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	100.010	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 Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

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

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

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

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

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	13,27 86,73	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	150.511	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl 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 Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	181.427	Eni Iberia SLU Soci Terzi	14,96 85,04	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, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 0,78 89,22	Co.
Snam SpA^(#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.696.851.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	8,25 0,08 91,67	F.V.

All'estero

Galp Energia SGPS SA^(#)	Lisbona (Portogallo)	Portogallo	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	7,44 92,56	F.V.
---	-------------------------	------------	-----	-------------	-----------------------	---------------	------

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

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

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 2)

Eni Ivory Coast Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza

Imprese escluse (n. 7)

Eni Zubair SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Construction Saipem Canada Inc	Montréal	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Eni Gas Transport Services SA (in liquidazione)	Lugano	Gas & Power	Cancellazione
Eni Polska sp.zo.o (in liquidazione)	Varsavia	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Power Generation NV	Bruxelles	Gas & Power	Fusione
Eni Romania Srl	Bucarest	Refining & Marketing	Cessione
Saipem UK Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione

Imprese consolidate joint operation

Imprese escluse (n. 2)

O2 PEARL Snc	Montigny-Le-Brettonneux	Ingegneria & Costruzioni	Sopravvenuta irrilevanza
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi	Ingegneria & Costruzioni	Sopravvenuta irrilevanza

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com



eni spa

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2014:

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

eni.com

